

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



**Estado del arte en evaluación del
envejecimiento de transformadores a través
del análisis de compuestos furánicos**

Ingeniería Técnica Industrial especialidad Electricidad

AUTOR: Jose Juan Nuñez-Arenas Crespo

Tutor: Juan Carlos Burgos









ÍNDICE

	<u>Página</u>
CAPITULO 1: INTRODUCCIÓN	7
1.1. Introducción	7
1.2. Objetivos del proyecto	11
1.3. Estructura del proyecto	11
 CAPITULO 2: CONSTITUCIÓN DE TRANSFORMADORES	 13
2.1. Núcleo magnético	13
2.2. Arrollamientos	15
2.3. La cuba	16
2.4. El aislamiento	17
2.4.1. El papel	21
2.4.2. El aceite	22
2.5. Métodos de diagnóstico	25
2.5.1. Análisis físico-químicos	27
2.5.2. Análisis de gas en el aceite	28
2.5.3. Ensayos de excitación	29
2.5.4. Ensayo de relación de transformación	29
2.5.5. Medida de la capacidad y tangente de delta de los arrollamientos	30
2.5.6. Medida de la capacidad y tangente de delta de las bornas	30
2.5.7. Medida de la resistencia de los arrollamientos y medida de la resistencia dinámica del cambiador de tomas de carga	31
2.5.8. Resistencia dinámica del cambiador de tomar	32
2.5.9. Análisis de respuesta en frecuencia (FRA)	33
2.5.10. Método de diagnóstico basado en medidas dieléctricas	34
2.5.11. Mediciones de descarga parciales	35



CAPITULO 3: EL PAPEL	36
3.1. ¿Qué es el papel?	36
3.2. Mecanismos de envejecimiento del papel	41
3.3. Envejecimiento del papel a través de la hidrólisis	42
3.4. Envejecimientos del papel a través de la oxidación	47
3.5. El envejecimiento del papel a través de las propiedades mecánicas	48
3.6. Capacidad de soportar impulsos de tensión del papel térmicamente envejecido	53
3.7. El envejecimiento del papel en función de la posición	55
 CAPITULO 4: ANÁLISIS DE COMPUESTOS FURÁNICOS	 59
4.1. Los compuestos furánicos	60
4.2. Generación de compuestos furánicos	61
4.2.1. Estudios de generación de furanos sobre muestras en laboratorio	64
4.2.2. Estudios de generación de furanos sobre transformadores en campo	72
4.3. Estabilidad	76
4.4. Solubilidad de compuestos furánicos	77
4.5. Relación entre compuestos furánicos y el tiempo de vida de un de un transformador	78
4.6. Análisis de envejecimiento a través del metanol	86
 CAPITULO 5: CONCLUSIÓN	 89
5.1. Resumen	89
5.2. Conclusión	90
 BIBLIOGRAFIA	 94

CAPITULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1. Introducción

Los transformadores de potencia son uno de los componentes más importantes y más caros en el sistema de energía eléctrica. Aunque la vida de un transformador depende de su forma de explotación y de la política de mantenimiento, para concretar una cifra (aun a riesgo de no acertar) muchos autores tasan la vida del transformador entre 25-40 años, aunque en la práctica la vida de un transformador podría llegar a los 60 años con un mantenimiento adecuado [FLO06].

La mayoría de los transformadores en Europa y muchos países desarrollados son relativamente viejos (figura 1.1), porque entre los años 1970 y 1980 la demanda de energía eléctrica subió considerablemente y se realizó una inversión muy fuerte [FER09].

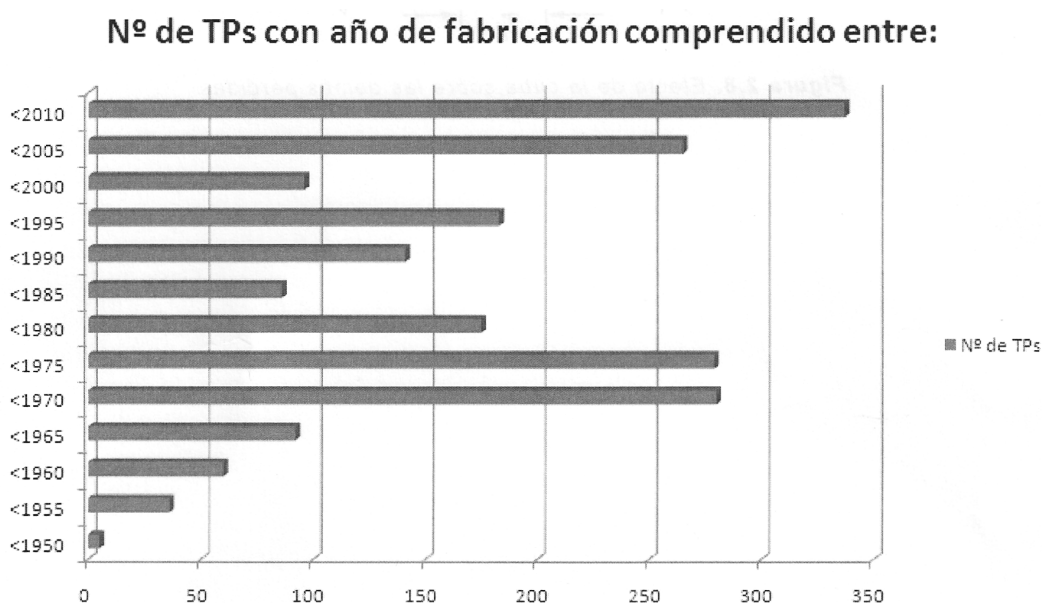


Figura 1.1: Número de transformadores de potencia de una compañía eléctrica española en un función de su año de fabricación.

Desde ese momento la inversión tanto en los transformadores como en los equipos existentes en el sistema eléctrico se ha ido reduciendo año a año, y nos encontramos con un panorama poco alentador ya que un gran número de transformadores se encuentran con un edad entre los 30 o 35 años y están cerca de alcanzar su tiempo de vida diseñado. Son muchos los factores que han llevado a esta situación pero cabe destacar la presión económica sobre los servicios públicos de energía eléctrica y la liberalización del mercado de la energía como causantes principales de la situación, en la que muchos transformadores que se encuentran aun en operación acumulan un gran envejecimiento.

El riesgo de fallo de un transformador viene dado por la llamada curva de bañera. Esta curva muestra que el riesgo de fallo de un transformador es mayor en los transformadores muy envejecidos [GOKO6]. Como ejemplo la figura 1.2 muestra el número de unidades dañadas en una empresa en función de su edad.

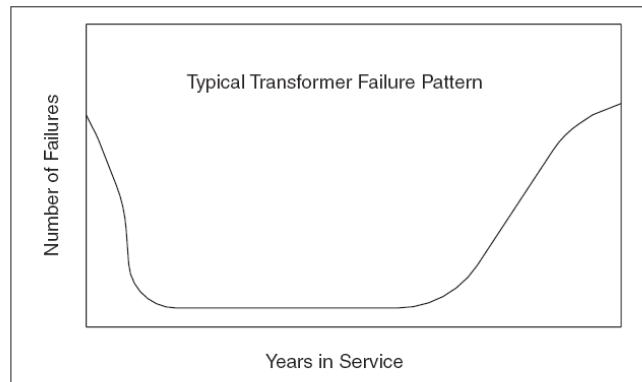


Figura 1.2: Curva de bañera que muestra el riesgo de fallo de un transformador en función de su edad [WAN02].

Como se expondrá en el capítulo 2 un transformador esta compuesto por diferentes materiales (cobre, hierro, aislamiento). De entre estos materiales, los que más envejece son los aislamientos, ya que el envejecimiento de los materiales metálicos es mucho menor.

El envejecimiento de los transformadores consiste principalmente en la pérdida de propiedades de su material aislante. Los principales factores que provocan el

envejecimiento son la temperatura y la humedad, y muchas veces los productos del proceso de envejecimiento (agua, ácidos) contribuyen a acelerar su degradación.

Los transformadores están constituidos principalmente por dos sistemas de aislamiento, el sólido y el líquido. El aislamiento líquido es relativamente barato de tratar para que recupere sus propiedades, e incluso si está muy deteriorado se puede cambiar con un coste moderado. Sin embargo, el aislamiento sólido envuelve milímetro a milímetro el cobre, por lo que no es pensable el sustituirlo (a lo sumo se puede sustituir una bobina completa, pero entonces el coste aumenta en exceso). Además de los inconvenientes que presenta el recambio de la bobina nos tenemos que plantear que dicha acción no es tarea fácil:

- Se ha de transportar el transformador a fábrica, con los costes que ello supone.
- Al desencubar el transformador nos arriesgamos a que partes del transformador que todavía puedan estar en buen estado se vean deterioradas por la humedad del ambiente u otros factores.
- Al realizar este proceso, deberemos tener previsto en nuestras instalaciones un transformador de reserva, para no dejar sin suministro eléctrico a las instalaciones que este transformador en revisión proporcionaba durante los meses que dure la reparación.

Conocer el estado de envejecimiento de un transformador es importante para planificar su retirada de servicio. Esto es muy importante, ya que si el transformador se retira de servicio antes de tiempo estamos desaprovechando un bien caro, lo que supone una utilización de los recursos no eficiente. Si, por el contrario, no se retira de servicio un transformador que está al fin de su vida se corre el riesgo de que sobrevenga un fallo y a causa del mismo se deriven grandes perjuicios económicos debidos a reclamaciones de usuarios, multas de comunidades autónomas y otros entes administrativos, posibles incendios ocasionados por la avería, etc.

Unido a lo anterior, en los pasados años de bonanza económica el tiempo desde que se encarga un transformador a fábrica hasta que se sirve el transformador superaba

ampliamente el año, de modo que un fallo catastrófico que deje fuera de servicio un transformador podía dejar sin suministro una zona durante un tiempo prolongado si no se disponía de un recambio o no se trae otro transformador de otra subestación.

De todo lo anterior se comprende la necesidad de conocer la vida de un transformador y si está próximo a su fin de vida.

No obstante, el conocimiento de la vida remanente de un transformador (o de lo contrario, esto es, de cuanta vida ha perdido un transformador) no es tan sencillo como conocer en que año se fabricó ya que la pérdida de vida de un transformador depende de una multitud de factores tales como calidad de la fabricación, calidad del mantenimiento, temperatura ambiente, grado de carga, condiciones de explotación (por ejemplo número de cortocircuitos al año o número y magnitud de las sobretensiones que alcanzan al transformador), etc.

Un seguimiento continuo y adecuado del transformador de potencia proporciona una idea muy aproximada de su estado y hace posible prevenir posibles fallas que pueden provocar cuantiosas pérdidas económicas.

Entre los métodos de diagnóstico que hoy en día se utilizan para conocer el estado se encuentra el análisis de compuestos furánicos. El análisis de compuestos furánicos es una técnica relativamente nueva, se viene utilizando desde mediados de los años 90, para determinar el grado de envejecimiento de los aislamientos sólidos de un transformador.

Otro estudio que actualmente se está desarrollando es el análisis del metanol en el aceite. Este estudio alberga grandes esperanzas y se piensa que se podrá calcular con una mayor exactitud la edad del transformador.

Por todas estas razones, creemos que es muy importante un continuo seguimiento del estado del transformador y más concretamente del estado del aislamiento líquido, ya que a través de él y con un coste pequeño, en proporción a lo que puede ser un fallo en el transformador, podemos obtener una visión muy aproximada del estado real del

transformador y prevenir futuras faltas y lo que es mas importante posibles perturbaciones al sistema eléctrico.

1.2. Objetivos del proyecto

El objetivo de este proyecto es realizar un estudio del estado del arte del método de estimación del envejecimiento de un transformador basado en el análisis de compuestos furánicos.

1.3. Estructura del proyecto

En este proyecto final de carrera, primero, a través de la introducción hemos realizado un visión general del entorno en el que se encuentra el transformador de potencia, dando a conocer a que nos encontramos ante un problema mayúsculo ya que son muchos los transformadores que se encuentran en edad avanzada y es mucho el riesgo que corremos de encontrarnos una falta en un equipo tan importante como éste.

A continuación, mostraremos brevemente las partes más importantes del transformador, núcleo magnético, devanados y la cuba, para después comentar los sistemas de aislamientos, sistema sólido y sistema líquido. En este capítulo trataremos con una mayor profundidad el sistema líquido, aceite mineral, y comentaremos las distintas pruebas que se pueden realizar sobre este líquido.

En el siguiente capítulo, profundizaremos mucho más sobre el sistema sólido de aislamiento, el papel, y estudiaremos las distintas técnicas de envejecimiento.

Posteriormente, nos vamos a centrar en el objetivo principal que hemos perseguido con este proyecto, conocer los distintos estudios de análisis furánicos que se practican al aceite y saber si realmente nos proporcionan una buena aproximación sobre el estado de los transformadores.



Por último, daremos a conocer nuestra conclusión e incluiremos los últimos progresos que se están produciendo en el campo de los análisis de aceites para la predicción de la edad de los transformadores para prevenir futuras faltas, como son los estudios de análisis del metanol en el aceite.

CAPITULO 2

CONSTITUCION DE TRANSFORMADORES

A continuación, realizamos una visión general sobre las principales partes que constituyen un transformador (núcleo, devanados y cuba) y los sistemas de aislamiento que posee, el sólido o papel, y el líquido o aceite, mostrando también los distintos ensayos de diagnóstico que se practican al transformador.

2.1. Núcleo magnético

Los núcleos de los transformadores se construyen a partir de láminas delgadas de acero, estas láminas se fabrican específicamente para su uso en transformadores. El núcleo de acero tiene bajo contenido en carbono $<0,1\%$. Mayor contenido de carbono tiene una influencia perjudicial sobre las pérdidas de histéresis, así como en las propiedades de envejecimiento.

El núcleo de acero es aleado con silicio (Si). El silicio aumenta la resistencia eléctrica específica, lo que a su vez reduce las pérdidas de corrientes parásitas en el núcleo. Un mayor contenido de silicio hace que el núcleo de acero sea frágil, por lo que el contenido se mantiene por debajo del 3%.

Hoy en día, se utiliza casi exclusivamente acero de grano orientado. El laminado se realiza en frío en las chapas de acero, en la hoja de acero los dominios magnéticos tienden a orientarse en la dirección de laminación. Se obtiene un material con propiedades muy buenas en la dirección de laminado (pocas pérdidas), por el contrario las propiedades en el sentido transversal del laminado son bastante pobres. El proceso de laminación requiere un equipo especial con una presión superficial muy alta.

El acero de grano orientado núcleo está disponible en varios grados. Las diferentes propiedades se obtienen por la composición de las materias primas, el grado de acabado laminado en frío y tratamientos diferentes, por ejemplo, el tratamiento láser. El tratamiento con láser es un tratamiento mecánico que divide los dominios magnéticos en pequeños dominios con menores pérdidas en el resultado.

Para reducir las pérdidas en el circuito magnético y la corriente de excitación es posible utilizar chapas magnéticas amorfas ya que entre sus características principales se encuentra su alta permeabilidad [BAS01]. No obstante este tipo de chapas magnéticas es mucho más caro y requiere una fabricación del transformador un poco diferente, por lo que se utiliza muy poco.

Las pérdidas por corrientes de Foucault en el núcleo de acero son proporcionales al cuadrado del espesor. Por lo tanto las hojas de acero tienen que ser delgadas para reducir las pérdidas sin carga. El espesor típico es de 0,18 mm hasta 0,30 mm.

Para minimizar pérdidas por corrientes parásitas, las hojas deben estar aisladas unas de otras. Antes era común el uso de barniz o papel. Hoy en día el fabricante suministra directamente el núcleo de acero aislado, las chapas de grano orientado vienen preparadas mediante un tratamiento especial que proporciona el aislamiento necesario, este tratamiento se le conoce como CARLITE [RAS91]. El aislamiento es un material inorgánico compatible con el aceite del transformador y es resistente a la corrosión y la temperatura. La capa aislante es muy fina $<4 \mu\text{m}$.

Para unir entre sí las chapas del núcleo se deben emplear materiales no metálicos, ya que si se utilizara un perno metálico para unir entre sí las chapas, se engendraría en este perno fuerzas electromotrices que darían lugar a corrientes que circulan en circuito cerrado, calentando el perno.

Por último, destacaremos que el núcleo del transformador puede clasificarse según su disposición:

- Simple o de columnas, donde los bobinados van dispuestos sobre las dos columnas y el flujo magnético se canaliza a través de las columnas y culatas. (figura 2.1)
- Doble o acorazado, donde la columna central tiene el doble de sección que las culatas laterales y los bobinados van colocados sobre esta columna central. (figura 2.2)

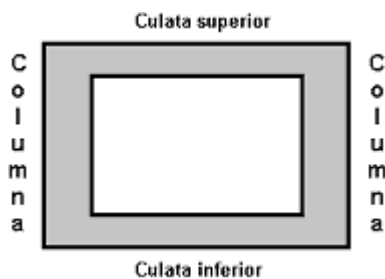


Figura 2.1: Ejemplo de un núcleo magnético simple o de columnas.

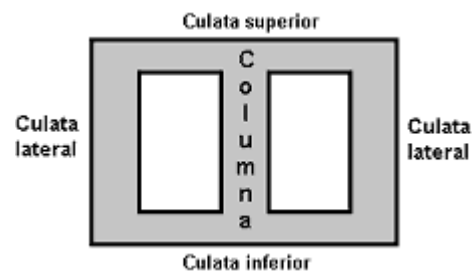


Figura 2.2: Ejemplo de un núcleo doble o acorazado

2.2. Arrollamientos

Los arrollamientos están formados por conductores bobinados para formar el devanado.

La forma del conductor de la bobina en transformadores de potencia suele ser rectangular (pletina) con el fin de utilizar eficazmente el espacio disponible. Incluso en los transformadores pequeños para la distribución del conductor en la sección transversal por medio de un alambre pequeño circular, este cable es a menudo aplanado por ambos lados para aumentar el factor de espacio en la ventana principal. Aunque cabe destacar que lo esencial en los devanados es el número de espiras más que la forma y la disposición de las espiras.

En transformadores grandes la sección de cobre debe ser grande. Con el aumento de la sección del conductor, el conductor debe dividirse en dos o más elementos conductores en paralelo con el fin de reducir el efecto pelicular y las pérdidas por corrientes de Foucault en los conductores y además facilitar el trabajo de bobinado [ABB04]. El conjunto de los conductores en paralelo se denomina cable. Cada uno de los conductores que componen el cable está aislado, ya sea por una serie de vueltas de papel (figura 2.3) o por un barniz o esmalte. Dos hilos paralelos separados y aislado eléctricamente a veces pueden tener una cubierta de papel común.

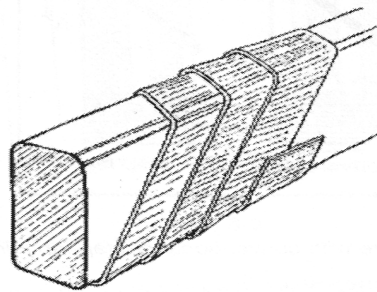


Figura 2.3: Conductor envuelto con papel aislante

La capa de papel se construye de finas (una o unas pocas decenas: micrómetros) tiras de papel, un pocos centímetros de ancho, alrededor y lo largo de la cadena, como se indica en la figura 2.3 Se utilizan varias capas de papel para obtener el espesor total necesario establecido por las propiedades eléctricas y mecánicas.

Con el fin de evitar esfuerzos dieléctricos locales, la superficie del conductor es lisa y sin rebabas. Las esquinas son redondeadas. El material es mecánicamente suave. Con el fin de soportar las fuerzas de cortocircuito es necesario someter al material a un trabajo en frío con el fin de aumentar su resistencia mecánica. Una forma de hacer el proceso de trabajo en frío es exponer el cable a una operación de flexión repetitiva.

A continuación mostraremos los distintos tipos de devanados que existen,

- Arrollamientos en capas, figura 2.4. Se forman arrollando un cable formando una hélice. Cada conductor de la hélice está en contacto con el conductor

anterior y con el conductor posterior. En arrollamientos de varias capas, una vez que se ha llegado a la parte inferior del devanado, se bobina la siguiente capa concéntrica con la anterior.

- Arrollamientos helicoidales, figura 2.5. Los arrollamientos helicoidales son semejantes a los arrollamientos por capas, pero en lugar de que los conductores de una determinada capa estén en contacto, se separan los conductores por medio de separadores.
- Arrollamientos en disco, figura 2.6. En los arrollamientos de discos, cada uno de los discos consiste en un conjunto de espiras bobinadas formando una espiral. Entre un disco y el siguiente se coloca un separador, con el fin de permitir una mejor refrigeración del devanado.
- Arrollamientos de papel de aluminio. El aluminio es un material con menor resistencia mecánica que el cobre, por eso en los transformadores con devanados de aluminio el devanado se fabrica arrollando un folio de cobre en forma de espiral. Este tipo de arrollamientos también se utilizan en los devanados de BT de los transformadores en seco encapsulados en resina.

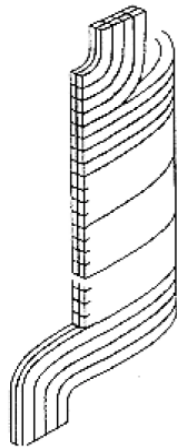


Figura 2.4

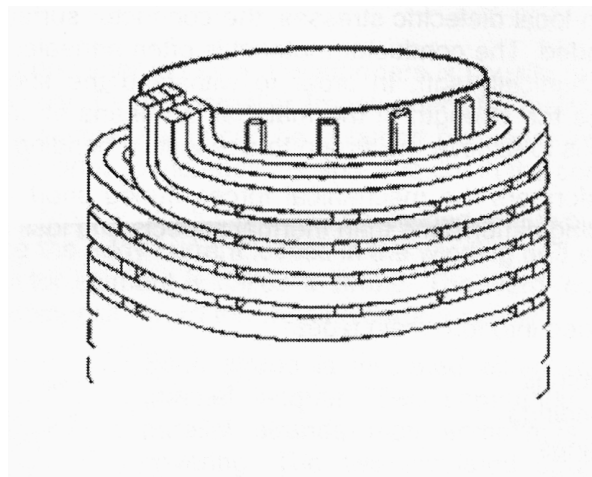


Figura 2.5

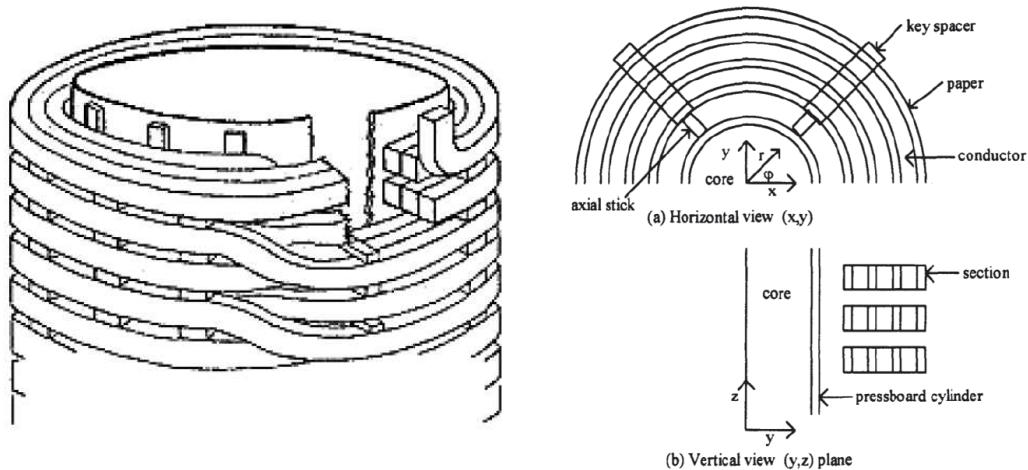


Figura 2.6

2.3. La cuba

La cuba o tanque (figura 2.7) es principalmente el contenedor para el aceite y la protección física de la parte activa. También sirve como estructura de soporte para los accesorios y equipos de control.

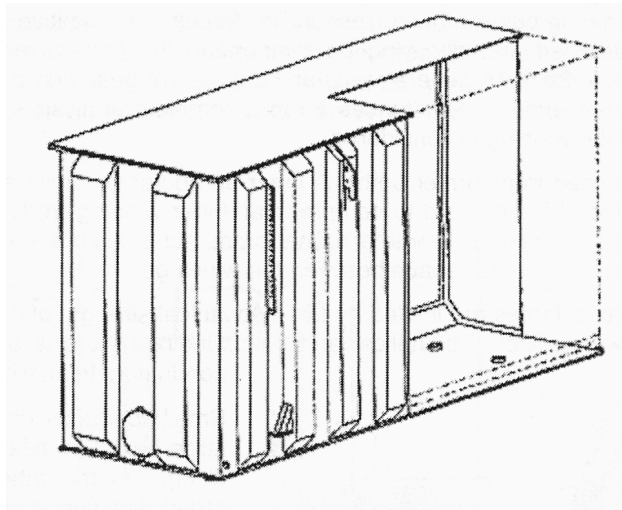


Figura 2.7: Ejemplo de una cuba, la envolvente que cubre al transformador de potencia.

Antes de llenar el tanque de aceite con la parte activa dentro de él se hace el vacío para eliminar todo el aire que podría poner en peligro la rigidez dieléctrica del aislamiento del transformador. En consecuencia, el tanque está diseñado para soportar la presión de la atmósfera y un cierto vacío con un mínimo de deformaciones.

La cubierta del tanque puede ser atornillada o soldada a la estructura de la cuba. Algunos usuarios prefieren un tanque de campana, este tanque es soldado o atornillado a la parte inferior del tanque. En funcionamiento normal el tanque está eléctricamente puesto a tierra.

El tanque debe tener unas dimensiones compatibles con el transporte por carretera o ferrocarril y, al mismo tiempo, dentro de él se encuentra la parte activa del transformador guardando las distancias de aislamiento necesarias y todo ello con un diseño bastante simple, esto hace que a menudo la tarea del diseñador sea un desafío considerable en el diseño de grandes transformadores.

El transformador de potencia llevara adosado un tanque de expansión, en caso de que aumente la presión en el interior del transformador debido a la temperatura, el aceite se depositará en este tanque.

Otro fenómeno a tener en cuenta en el diseño de los tanques es que la coincidencia de las frecuencias de vibración generada en el núcleo del transformador y las frecuencias de resonancia de las diferentes partes del tanque puede aumentar el sonido emitido al medio ambiente.

2.4. El aislamiento

El aislamiento de los transformadores es un elemento muy importante de estas máquinas ya que dependiendo de la mayor o menor calidad de éste tendremos un transformador con mayor o menor fiabilidad. El funcionamiento de los transformadores durante un largo periodo se logra gracias a criterios de diseño bien establecidos y por la fabricación de buena calidad de sus componentes y de sus sistemas de aislamiento.

Sin embargo, todavía hay mucho margen de mejora, existe un alto potencial de optimización de diseño que conduce a aumentar la rigidez dieléctrica del transformador, por lo que se puede reducir el volumen total de aislamiento, aumentando un valor

añadido significativo a los transformadores. Por ejemplo, el volumen que no es necesario como el volumen de aislamiento puede ser usado para reducir el tamaño del transformador así como el peso y sus gastos de fabricación [DAH98].

Solo se puede reducir el volumen de aislamiento, si la función general del aislamiento líquido y sólido es entendida:

- El aislamiento líquido tiene que asegurar la rigidez dieléctrica básica separando los arrollamientos e impregnando el papel que rodea los conductores. Además el aceite de transformador tiene que actuar como medio de transferencia térmica.
- El aislamiento sólido se utiliza para formar sistemas de barrera de divisoria en el aceite dividiendo el espacio entre arrollamientos en pequeños canales. Del tal modo que la rigidez dieléctrica de los canales de aceite se incrementa, ya que porciones pequeñas de aceite son capaces de soportar mayor campo eléctrico que volúmenes de aceite más grandes. Una mayor resistencia dieléctrica del aceite se puede conseguir si las barreras están dispuestas de manera perpendicular a las líneas de campo eléctrico. El comportamiento del conjunto del sistema de aislamiento viene determinado por el diseño y la optimización de la geometría del sistema de barreras y canales.

Como ya dijimos en el capítulo 1, el envejecimiento de los transformadores consiste principalmente en la pérdida de propiedades de su material aislante.

Concretamente el envejecimiento afecta a cada sistema de aislamiento de distinta manera:

- El envejecimiento del aislamiento sólido, papel de celulosa, hace que éste pierda resistencia a la tracción.

- Los cambios de carga del transformador contribuyen a la degradación del aislamiento líquido, el aceite, ya que provocan un cambio de temperatura en el aceite y en el transformador, por lo que varía el volumen de aceite en el depósito de expansión, saliendo y entrando aire, por lo que aumenta la humedad. Por otra parte, la elevada temperatura que alcanza el aceite hace que reaccione con el oxígeno que tiene disuelto. Los productos de descomposición son polares que a diferencia del aceite que son apolares contribuyen a aumentar las pérdidas dieléctricas del aislamiento, provocando el aumento de la temperatura del transformador y por lo tanto provocando una aceleración del envejecimiento de éste.

2.4.1. El papel

El papel es el aislamiento sólido que utilizan los grandes transformadores de potencia. El papel que se utiliza en los transformadores es conocido como papel PressBoard es un cartón prensado de muy alta calidad fabricado 100% de pulpas de madera seleccionadas mediante el proceso Kraft. El proceso Kraft, también conocido como pulpa Kraft o pulpa al sulfato, es usado en la producción de pulpa o pasta de celulosa.

Debido a los altos requisitos mecánicos y eléctricos, el proceso de fabricación del papel PressBoard se centra en la eliminación de cualquier contaminante del producto final. Sus características principales son: grueso relativamente de alta densidad, uniforme, alta rigidez mecánica, buena flexibilidad, alta rigidez dieléctrica (mayor que la del aceite mineral) y buena compatibilidad con los líquidos dieléctricos. Estas características hacen que sea un instrumento aislante muy bueno para transformadores.

El pressboard se fabrica en dos versiones, papel fino que envuelve los conductores y planchas gruesas de cartón o cilindros gruesos que aíslan unos arrollamientos de otros, para apoyar las bobinas, etc. Entre ellos, el aislamiento de los conductores en la parte superior de las bobinas está generalmente expuesto a las temperaturas más altas, por lo que están sometidas a una mayor degradación.

La vida de los transformadores se dice que viene determinada por el deterioro de la resistencia mecánica del aislamiento de papel. Por lo que será muy importante y necesario estimar el grado de deterioro del papel en el punto más caliente de los transformadores, que es el punto en el que el papel está más envejecido.

La composición del papel, su fabricación y sus mecanismos de envejecimiento se tratan con más detalle en el capítulo 3.

2.4.2. El aceite

Los transformadores de grandes potencias utilizan el aceite mineral como sistema de aislamiento y refrigeración, y también mediante análisis del mismo es posible detectar posibles faltas del transformador. Este aceite procede de la destilación fraccionada del petróleo, al que después se le somete a un proceso de refinado. La composición química del aceite depende de la procedencia, pero no nos equivocamos si decimos que es una mezcla compleja de hidrocarburos.

El aceite mineral cumple las siguientes funciones:

- Aislar eléctricamente los devanados
- Recuperar la rigidez dieléctrica una vez que se extinga el arco eléctrico
- Disipar el calor

Por lo tanto el aceite mineral debe guardar ciertas propiedades que nos aseguren el buen funcionamiento del transformador y nos garanticen el tiempo de vida para el que fue diseñado. Las propiedades que determinan la aptitud de aceite como refrigerante son las siguientes:

- Calor específico elevado, para soportar los cambios de carga que se producen en la red.
- Una viscosidad adecuada, para facilitar la transferencia de calor.
- Un punto de fluidez alto, que asegure la correcta circulación a baja temperatura.

Las propiedades dieléctricas del aceite son:

- Elevada rigidez dieléctrica, mayor que la del aire.
- Constante dieléctrica pequeña, lo que hace que el campo eléctrico en su seno pueda ser mayor que el campo eléctrico generado en el aislamiento sólido.
- Aislante eléctrico regenerable, ya que el aceite, en caso de que se produzca un arco eléctrico en su interior, recupera sus propiedades dieléctricas cuando el arco se extingue.

Otras propiedades:

- Estabilidad a la oxidación, que asegura una larga vida útil del aceite.

Es de gran importancia mantener el aceite mineral en buen estado, con el aceite en buen estado nos podremos asegurar el buen funcionamiento del transformador, ya que cuando el aceite se va degradando las posibilidades de falta en el transformador aumentan. Esta degradación depende fundamentalmente de las condiciones de servicio y mantenimiento del transformador.

No existe ninguna teoría que explique al 100% todas las observaciones realizadas sobre la ruptura dieléctrica de muestras de aceite, pero se sabe que este tipo de líquidos contienen zonas de baja densidad, llamadas “micro burbujas”, que hacen más probable la aparición de descargas. Esta teoría puede explicar algunas similitudes entre la ruptura de líquidos y gases, por ejemplo, una dependencia de la presión estática. Se sabe que las micro burbujas ya existen en ausencia de campo eléctrico y por debajo del punto de ebullición debido a la agitación térmica de las moléculas. Además nuevas burbujas pueden ser creadas por los campos eléctricos, ya sea a nivel local por una mayor densidad de corriente y sobrecalentamiento.

El aceite envejece por efecto de la temperatura y del oxígeno. Ciertos metales (como el cobre) actúan como catalizadores de las reacciones de oxidación. Como productos de la descomposición del aceite se obtiene una familia de compuestos: hidrocarburos, aldehídos, alcoholes, ácidos, etc., alguno de los cuales son gaseosos, otros líquidos y otros sólidos. Los productos de descomposición sólidos se depositan sobre la superficie de los arrollamientos creando caminos favorables para el contorno del aislamiento sólido. De ahí la importancia de que la líneas de campo eléctrico sean normales a la superficie. Otro factor que colabora en el envejecimiento del aceite es la luz.

Al calentarse el transformador el aceite aumenta de volumen y fluye hacia el depósito de expansión, este depósito tiene un volumen muy inferior al de la cuba principal, así conseguimos que el aceite tenga un contacto muy pequeño con el aire, pero este pequeño contacto hace que el aceite se vaya oxidando y vaya perdiendo propiedades poco a poco. Otro factor que contribuye a reducir la oxidación del aceite en el depósito de expansión es la menor temperatura del aceite en este depósito en relación a la temperatura del aceite en la cuba.

El agua disuelta en el aceite reduce la rigidez dieléctrica de éste de forma drástica. El agua proviene principalmente de los mecanismos de envejecimiento del papel, pero también una cierta cantidad de agua se debe al pequeño contacto del aceite con el aire ambiente en el depósito de expansión. Para evitar la entrada de agua, se coloca en la entrada de aire del depósito de expansión un desecador de silicagel. No obstante, este

desecador no consigue eliminar en su totalidad el agua en suspensión en el aire, especialmente si se produce un disparo del transformador en un día frío, en cuyo caso la temperatura del transformador se reduce muy rápidamente.

El agua y la acidez del aceite también son causantes del proceso de aceleración de envejecimiento del aislamiento sólido [DON03].

2.5. Métodos de diagnóstico

El diagnóstico de transformadores de potencia llega a ser importante debido a la edad de las máquinas en servicio. Los métodos de diagnóstico pueden ser separados en métodos integrales o métodos diferenciales.

Dada la importancia de conocer el estado real del aislamiento del transformador de potencia a continuación mostraremos los distintos métodos de diagnóstico que se practican para conocer el estado del aislamiento. En el capítulo 3 se tratará en más profundidad los métodos de diagnóstico del papel.

Las medidas para diagnosticar el estado del transformador pueden realizarse con el transformador en servicio (on line o en línea) o con el transformador en descargo (fuera de línea). La ventaja de las mediciones en línea es que los datos pueden ser adquiridos sin interrumpir el funcionamiento del transformador. Esto permite la detección del valor real, así como la tasa de cambio de la variable medida. Además con este método se pueden observar cambios lentos y se puede emitir una alerta temprana o en su caso una desconexión inmediata del aparato. Los principales problemas son el ruido electromagnético en el sitio de ubicación y las condiciones fijadas, por ejemplo, con respecto a las altas tensiones. Hoy en día existen sistemas de monitorización que permiten hacer comprobaciones on line del estado del transformador. No obstante estos sistemas de monitorización suponen un cierto coste que frecuentemente puede no ser admisible, salvo en casos especiales. Lo que sí que es muy frecuente es monitorizar algunas variables (por ejemplo el contenido en hidrógeno del aceite).

Lamentablemente muchos de los ensayos de diagnóstico no se pueden realizar con el transformador en línea y deben realizarse con el transformador fuera de línea. Las desventajas de este tipo de medidas son la interrupción del suministro eléctrico y la fecha de medición la fija los periodos de mantenimiento.

Los ensayos de diagnóstico más comunes que se realizan al aislamiento de los transformadores son,

- Análisis físico-químicos del aceite: son los análisis más clásicos que se realizan sobre el aceite del transformador.
- Análisis de gas en el aceite, método muy conocido y da información sobre diferentes fallos.
- Ensayo de excitación
- Ensayo de la relación de transformación
- Medida de la capacidad y de la tangente de delta de los arrollamientos
- Medida de la capacidad y tangente de delta de las bornas
- Medida de la resistencia de los arrollamientos y medida de la resistencia dinámica del cambiador de tomas en carga
- Análisis de respuesta en frecuencia (FRA) informa sobre modificaciones geométricas en el interior del transformador.
- También existen métodos de diagnóstico que informan sobre el contenido en humedad del aislamiento sólido (FDS, PDC, RVM).
- Mediciones de descargas parciales. Es una técnica no excesivamente introducida.

Todos estos análisis se realizan periódicamente a los transformadores para conocer el estado de la maquina. En este capítulo vamos a comentar brevemente en que consiste cada uno de ellos. El capítulo 4 se centra con mayor detenimiento en el análisis de furanos.

2.5.1. Análisis físico-químicos

Color

El color de un aceite aislante se expresa con un número obtenido por comparación con una serie de colores normalizados. No es una propiedad crítica, pero sí que puede ser útil para una evaluación comparativa. Un incremento rápido o un número de color elevado pueden indicar degradación o contaminación del aceite. Además del color, el aspecto del aceite puede mostrar turbidez o sedimentos que pueden indicar la presencia de agua libre, lodos insolubles u otros contaminantes.

Tensión de Ruptura Dieléctrica

Propiedad fundamental en las características aislantes del aceite. Se ve fuertemente afectada por la presencia de humedad y de partículas. Un valor bajo de rigidez dieléctrica puede indicar la presencia de estos contaminantes en el aceite. Sin embargo, un valor elevado de rigidez dieléctrica no indica necesariamente la ausencia de estos contaminantes.

Medición de humedad

Un contenido en humedad reducido es importante para tener una rigidez dieléctrica del aceite elevada. La medida de la humedad en el aceite no es difícil, se realiza mediante un aparato denominado Karl-Fischer.

Tangente de delta

Parámetro muy sensible a la presencia de contaminantes polares solubles, productos de envejecimiento o coloides en el aceite. Puede obtenerse información adicional útil midiendo la $\tan\delta$ tanto a temperatura ambiente como a una temperatura más elevada como 90 °C. En el caso de transformadores de medida de muy alta tensión (400 kV),

debe prestarse especial atención a la $\tan\delta$ pues se ha descrito que elevados valores pueden conducir a embalamientos térmicos con fallo del transformador.

Acidez

Miligramos de KOH precisos para neutralizar el pH del aceite. Informa sobre lo degradado que se encuentra el aceite, ya que los ácidos provienen de las reacciones de envejecimiento del aceite (un aceite nuevo debe tener un acidez reducida).

2.5.2. Análisis de gas en el aceite

Es un método muy conocido, y en general, un método en línea, pero realizado con grandes intervalos de tiempo entre medidas. La longitud del intervalo de tiempo depende de la experiencia del usuario del transformador, por lo que este método no es adecuado para detectar fallas que evolucionan en un tiempo relativamente corto. Los resultados de este método se basan en la cantidad de diferentes gases disueltos en el aceite y las relaciones entre ellos. Existen diferentes métodos de evaluación. La experiencia nos dice que este método da buenos resultados para transformadores impregnados de aceite, pero el método no es adecuado para la impregnación de otros líquidos como los aceites ester o vegetales.

Un diagnóstico con este método conduce a la siguiente información:

- Sobre calentamiento local a diferentes temperaturas
- Descargas parciales
- La descargar de energía de alta o baja.

2.5.3. Ensayo de excitación

Los objetivos de este ensayo son:

- Detección de espiras en cortocircuito tanto en el propio arrollamiento como en los demás de la misma columna. (Más efectiva que las medidas de relación de transformación en BT)
- Pérdida de aislamiento entre chapas magnéticas
- Cambios en las características de las chapas magnéticas
- Apriete del núcleo flojo
- Conexiones erróneas de las bobinas
- Contactos y conexiones de alta resistencia

La prueba se realiza con una tensión de 10kV, aunque hay autores que la realizan con 220 V. En caso de una pérdida no franca la aplicación de 220 V no garantiza que el defecto sea detectado. Este ensayo es la forma más simple de detectar cortocircuitos entre espiras, ya que unas cuantas espiras cortocircuitadas hace cambiar la corriente de excitación de un 500 % a un 100.000%, por lo que se trata de un ensayo muy sensible.

2.5.4. Ensayo de la relación de transformación

Es una prueba complementaria al ensayo de excitación cuando hay sospecha de avería en el transformador. La prueba se realiza a 10 kV. En caso de que se haya producido un cortocircuito entre espiras resistivo, la aplicación de tensión elevada hace conducir a impurezas que en baja tensión se comportarían como aislantes.

El objetivo que se persigue con este ensayo es confirmar la relación de transformación de la placa, detectar cortocircuitos entre espiras o bobinas y detectar anomalías en el preselector o en el selector CTC.

En el caso de transformadores con devanados de regulación este ensayo, como también pasa en el ensayo de excitación, se realiza en tres tomas distintas.

2.5.5. Medida de la capacidad y de la tangente de delta de los arrollamientos

Ensayo que consiste en someter a una tensión conocida al devanado de alta tensión y al devanado de baja tensión y calcular la capacidad formada entre ambos devanados.

Un valor alto de la capacidad puede deberse a la propia geometría del arrollamiento, al estado del aceite o al estado de las bornas, por lo que este valor nos puede indicar la necesidad de realizar un análisis al aceite del transformador o la de realizar un análisis al estado del aislamiento de las bornas. Por el contrario un valor anormal de la capacidad en el devanado de baja tensión puede deberse a la geometría del núcleo o la puesta a tierra del núcleo.

En este ensayo debemos estar muy atentos a la tangente de delta de la capacidad entre arrollamientos, a la estabilidad de la capacidad entre los arrollamientos en comparación a valores precedentes y la dependencia de la $\tan \delta$ con la tensión del ensayo.

2.5.6. Medida de la capacidad y tangente de delta de las bornas

Este tipo de ensayos se realizan sobre bornas que dispongan de toma capacitiva, el ensayo se puede realizar entre el elemento principal y el núcleo o entre la toma capacitiva y tierra.

Por lo general, estos ensayos se deben contrastar con los resultados obtenidos en campo con valores obtenidos en fábrica o valores tomados anteriormente.

Estos ensayos pueden estar condicionados por factores externos, como puede ser la humedad, la contaminación superficial, la temperatura o las interferencias electrostáticas.

2.5.7. Medida de la resistencia de los arrollamientos y medida de la resistencia dinámica del cambiador de tomas en carga

La medida de resistencia se realiza en corriente continua mediante el método de cuatro hilos con un micrómetro.

Se mide la resistencia de cada arrollamiento por fase, entre principio y final de bobina, se cierra el circuito amperométrico mediante dos cables, y se mide la tensión en bornas del bobinado. Un puente de resistencias que lleva incorporado el equipo permite calcular la resistencia a partir de la ley de Ohm.

En la siguiente figura se presenta el método a cuatro hilos con el que se mide la resistencia.

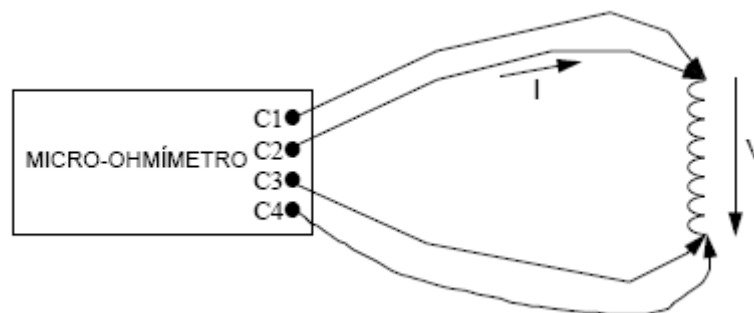


Figura 2.8: Esquema de cuatro hilos.

Se obtiene la resistencia a la temperatura a la que se realiza el ensayo, para obtener un patrón comparativo se referencia la resistencia a la temperatura de 20 °C

2.5.8. Resistencia dinámica del cambiador de tomas

En este ensayo se mide la resistencia del arrollamiento del transformador durante un proceso de cambio de toma, con el fin de diagnosticar el estado de los contactos del conmutador. Para ello se inyecta una tensión continua por cada fase y se recogen medidas de intensidad. Este ensayo consta de dos medidas, la medida de tiempo largo y la de conmutación.

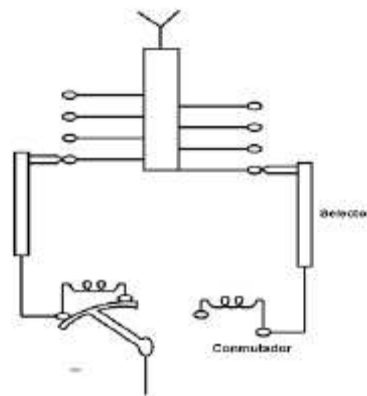


Figura 2.9: Impedancias entre tomas de un cambiador de tomas en carga.

Medida de la resistencia dinámica de tiempo largo

Este ensayo se utiliza para detectar problemas en el estado de los contactos del selector y preselector. Se mide la resistencia de todo el bobinado realizando un barrido en todas las posiciones del regulador, para cada una de las fases.

A continuación se presenta una gráfica que ilustra este proceso.

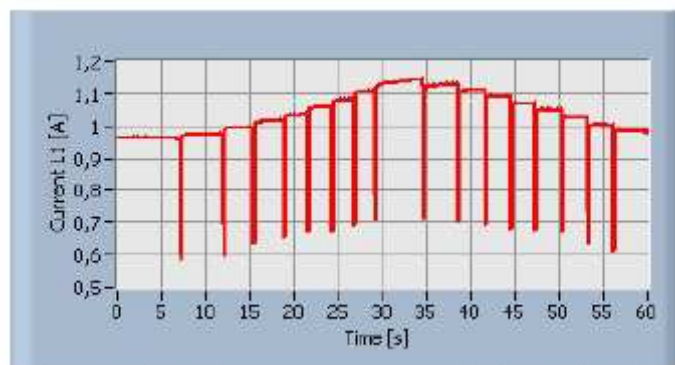


Figura 2.10: Grafica de proceso de cambio de tomas.

Medida de la resistencia durante el proceso de conmutación

Este proceso mide la resistencia en el momento de la conmutación entre dos tomas consecutivas. De este modo se analizan el estado de los contactos del conmutador y las resistencias de inserción. La forma de la curva dependerá mucho del tipo de regulador. A continuación se presenta una gráfica con el proceso de conmutación.

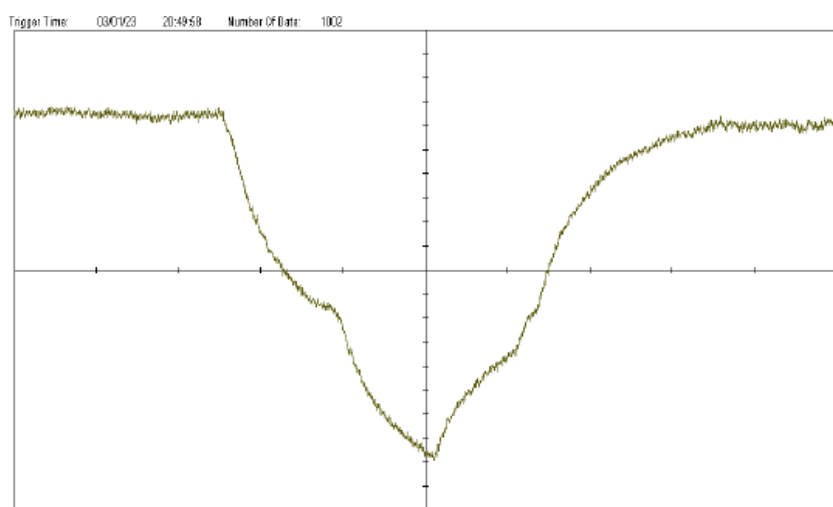


Figura 2.11. Gráfica del proceso de conmutación.

2.5.9. Análisis de respuesta en frecuencia (FRA).

El método FRA consiste en alimentar un transformador con una onda sinusoidal de frecuencia variable (barrido en frecuencia) y registrar la respuesta del transformador en todo el rango de frecuencias. El método FRA es el ensayo más efectivo a la hora de detectar movimientos de arrollamiento. Sin embargo dicha técnica es muy difícil de interpretar, a menos que el devanado este muy dañado, y muchas veces la interpretación se basa en el conocimiento y la experiencia de ingenieros que lleven a cabo el ensayo. Esta técnica es ampliamente utilizada ya que tiene una alta sensibilidad, y está basada en el concepto de que un cambio en el arrollamiento debido a una deformación o

desplazamiento provoca un cambio en las capacidades e inductancias del transformador y consecuentemente una modificación en su respuesta en frecuencia.

2.5.10. Método de diagnóstico basado en medidas dieléctricas

Todos los métodos que utilizan el comportamiento dieléctrico (basado en el cambio de los parámetros dieléctricos del material aislante) son métodos para ser usados con el transformador en descargo (fuera de línea) e integrales.

Este tipo de métodos se utilizan para estimar el contenido en agua de los papeles y cartones aislantes, y se basan en que la permitividad del papel, y sobre todo las pérdidas dieléctricas, dependen de su contenido en humedad.

Lamentablemente, un transformador es un equipo complejo, que incluye cobre, hierro, aislamientos sólidos, aceite, etc., por lo que una medida dieléctrica informa del conjunto del comportamiento del transformador. Afortunadamente, el aceite y el papel responden en un rango de frecuencias diferente.

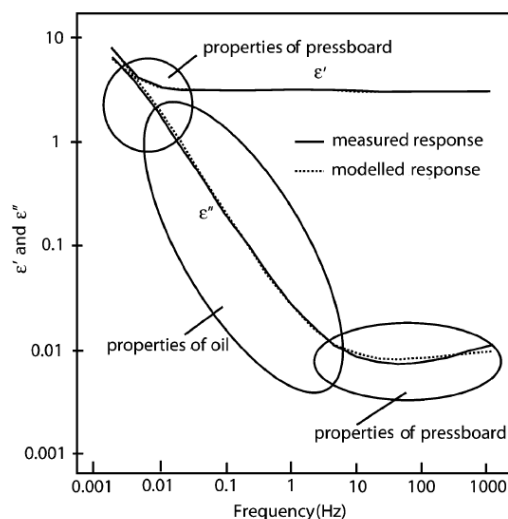


Figura 2.12: Rango de frecuencias en las que prevalece el comportamiento del pressboard y el del aceite en la parte real de la permitividad (ϵ' , responsable de la capacidad entre arrollamientos y a tierra) y la parte imaginaria (ϵ'' , responsable de las pérdidas dieléctricas).

Por ello, la suposición general de estos métodos es la simulación del aislamiento por una serie de elementos RC, donde cada elemento representa un parámetro en particular.

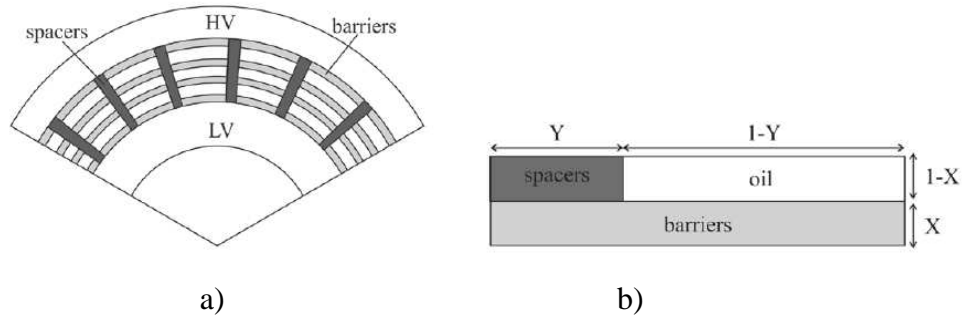


Figura 2.13: a) Estructura dieléctrica de la capacidad entre arrollamientos de HV y LV
b) Modelado de la estructura anterior como un único condensador con dieléctrico compartido papel-aceite.

La carga y descarga de estos condensadores darán información acerca de los cambios en el aislamiento. Las mediciones se pueden realizar en el dominio de la frecuencia (FDS, Frequency Domain Spectroscopy) o el tiempo (PDC, Polarization Depolarization Current), porque los métodos son equivalentes.

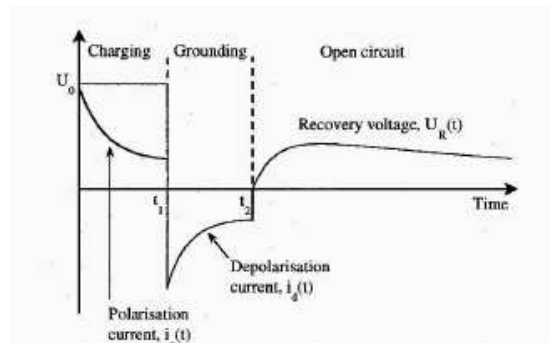


Figura 2.14: Diagrama de la respuesta dieléctrica de un aislamiento

El método de la tensión de reabsorción (RVM) nos proporciona información sobre la humedad del sistema de aislamiento en función del valor máximo de tensión, el tiempo de pico y la pendiente inicial de la gráfica de tensión.

2.5.11. Mediciones de descargas parciales.

Es una técnica no excesivamente introducida.

Las descargas parciales son pequeñas descargas que afectan sólo a una parte del aislamiento. Cuando se produce una descarga parcial la máquina toma de la red un pequeño pulso de corriente.

Las descargas parciales son muy a menudo determinadas por el análisis de gases en el aceite, ya que van acompañadas de un fuerte aumento del contenido de hidrógeno en el aceite. Además de la detección de descargas parciales, localizar la fuente de estas sería de gran ayuda. Para ello se emplean distintas técnicas, aunque ninguna de ellas está consolidada industrialmente.

Una de las técnicas consiste en utilizar un sistema de banda ancha con el fin de supervisar las actividades de descarga parcial en condiciones de servicio y la localización de la fuente de descargas parciales. La idea que persigue este método es dar con la señal de entrada a partir de la señal de salida si la función de transferencia se conoce. En este caso la señal de descarga parcial se mide en dos puntos diferentes, las bornas y en el punto neutro. Utilizando la función de transferencia la forma de la señal en cualquier punto del arrollamiento puede ser calculada. La figura 2.15 muestra un ejemplo de un transformador de energía de tamaño medio, donde las señales de descargas parciales fueron inyectadas en el punto conocido y la aplicación de los métodos detecta este punto como fuente de descarga parcial.

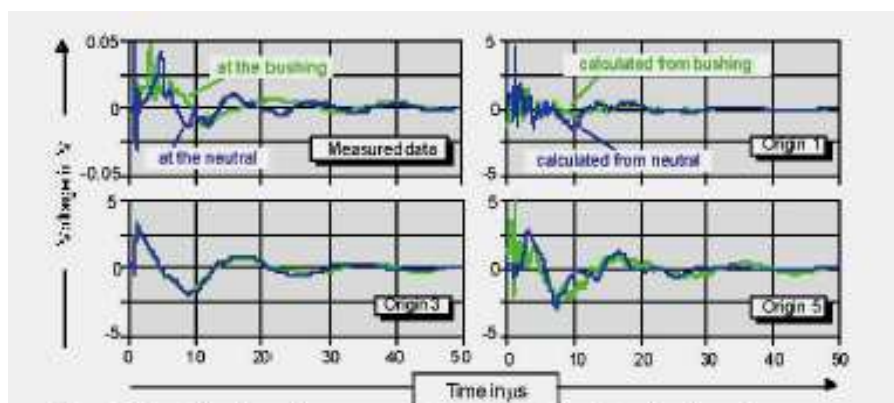


Figura 2.15: Análisis de medida y señales calculadas

Los métodos acústicos son otra posibilidad para la detección de descargas parciales y hallar la localización de la descarga con un conjunto de sensores es posible bajo ciertas condiciones. La ventaja es la supresión de las perturbaciones eléctricas, pero las

desventajas son que el método no puede ser calibrado, por tanto, en comparación con las mediciones anteriores de la carga aparente y que las señales de descargas parciales generadas en la parte central del arrollamiento difícilmente puedan ser reconocidas por los sensores acústicos debido a la fuerte absorción de la señal [GOK06].

En los últimos años han aparecido las mediciones de ultra alta frecuencia (UHF), originalmente utilizadas para las mediciones de descargas parciales en subestaciones aisladas en gas, mediante este método se registran señales en el rango de unos 100 MHz hasta algunos GHz, donde la amplitud del ruido puede ser muy bajo. Este método también permite la calibración y la localización de las necesidades de varios sensores.

CAPITULO 3

EL PAPEL

En este capítulo vamos a realizar un estudio sobre el sistema de aislamiento sólido de los transformadores de potencia, el papel. Daremos a conocer todos los detalles importantes del papel para después analizar los procesos de envejecimiento de este aislamiento.

3.1. ¿Qué es el papel?

Actualmente más del 90 % por cierto de los transformadores de grandes potencias y tensiones se aíslan por medio de papel impregnado en aceite. En estos transformadores el papel es la parte más importante del sistema de aislamiento. Cuando hablamos de una larga vida del papel podemos estar hablando de una larga vida del transformador.

El papel fue fabricado por los chinos en el año 105 antes de nuestra era, posteriormente en el año 751 se había introducido en Asia central, años más tarde, en 1154, ya se introdujo en Europa. En 1807, Henry y Sealy Fourdrinier, obtuvieron la patente para el papel de máquina. Posteriormente en 1884, Carl F. Dahl inventó el proceso de pasta de sulfato (Kraft).

El papel que utilizamos para los transformadores tiene muchos años de tradición y son numerosos los estudios y los avances que se han realizado, ya que los principales fabricantes de estas máquinas, como ABB o Toshiba, están en continuo avance para lograr un mejor aislamiento para los transformadores.

¿Pero qué es el papel? Pues el papel no es más que un material formado por fibras embutidas. Estas fibras pueden ser de origen natural (celulosa, algodón, lino) o de origen sintético (nylon, Nomex) [WAL10].

La celulosa es una cadena de polímeros con alta concertación en carbohidratos, los cuales son las moléculas que contienen carbono, hidrógeno y oxígeno, con la concentración de átomos de hidrógeno y oxígeno en una proporción de 2:1.

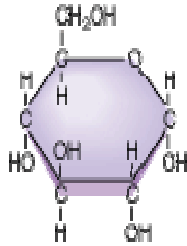


Figura 3.1

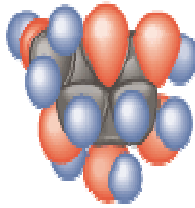


Figura 3.2

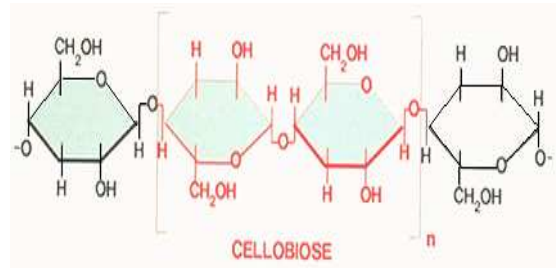


Figura 3.3

Figura 3.1: En la primera imagen apreciamos la estructura de la glucosa.

Figura 3.2: Vemos como se rellena el espacio de los glucosa, donde el Hidrógeno es la parte azul, el Oxígeno la roja y el carbono la negra.

Figura 3.3: Vemos la formula de la celulosa.

La celulosa va formando microfibrillas, figura 3.4, para después ir formando macrofibrillas para dar como resultado las fibras de celulosa, que pueden tener un largo de 1 a 20 mm y un diámetro de 20µm.

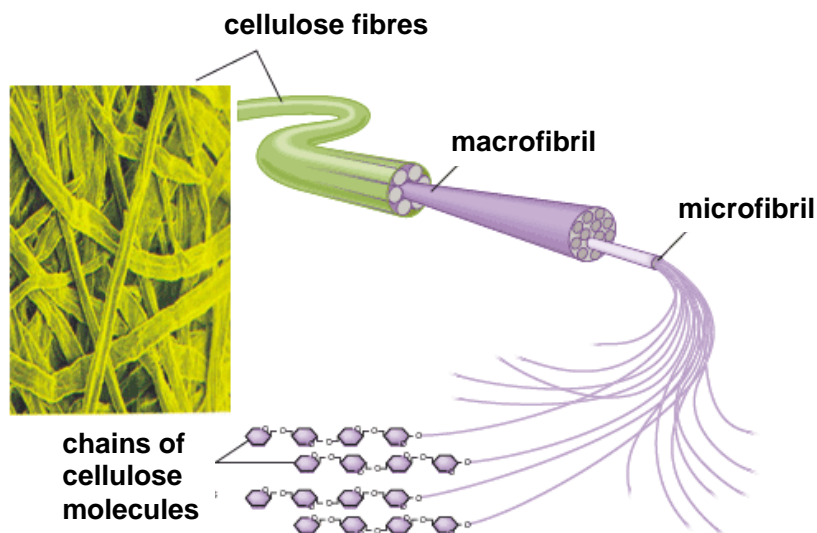


Figura 3.4: Formación de las fibras de celulosa.

La celulosa para la producción de papel aislante se obtiene de la madera, ésta contiene aproximadamente entre el 50% y 56% de celulosa alpha (1200 unidades de glucosa en una cadena), entre el 15% y el 25% de hemicelulosa (por debajo de las 200 cadenas de glucosa en una cadena) y entre 27% y 29 % de lignina, un cemento químico que une entre sí las fibras. Tanto la hemicelulosa como la lignina son sustancias amorfas [WAL10].

La obtención del papel de aislamiento es un proceso largo. Primero tenemos que encontrar la madera adecuada, una vez localizada se corta y se elimina la corteza, se pasa por una trituradora y después se le hace pasar por unos digestores que van a formar la pasta de papel. Posteriormente es lavada y limpiada, para después someterle a un proceso de blanqueo. Después se prensa el papel y se le somete aun proceso de secado. Finalmente el papel es cortado y se enrolla en bobinas. Como resultado de este proceso se obtiene papel convencional, cartón prensado (pressboard) o Transformerboard.

El papel que se utiliza para los transformadores es el Pressboard (figura 3.5) o Transformerboard (figura 3.6), que es el resultado de un moldeo en frío o en caliente de las hojas de papel húmedas o muy húmedas.



Figura 3.5: Pressboard



Figura 3.6: Transformerboard

Las hojas mojadas, que aún contienen el 70% de agua, se secan y se comprimen en una operación entre dos placas calientes. El calor y la aplicación simultánea de presión proporcionan excelentes propiedades mecánicas:

- Las fibras están interconectados mucho más fuertemente que en el caso de cartón prensado convencional.
- Las hojas al salir de la prensa caliente, salen en un estado totalmente libre de estrés y pueden mantener su forma en aceite caliente durante muchos años.

El papel Pressboard es un papel que tiene muy buenas características de aislamiento, formando por varias capas de papel sin ningún tipo de material entre capas, donde cabe desatacar que un milímetro de este papel equivale a 35 capas de cartón prensado.

Por su parte, el papel Transformerboard es un papel que ha sido creado específicamente para los transformadores, de una alta pureza, blanqueado y de sulfato de celulosa.

3.2. Mecanismos de envejecimiento del papel

Como dijimos anteriormente, las cadenas de celulosa se asocian en microfibrillas, fibrillas y fibras. La mayor parte de la resistencia mecánica del papel se debe a su contenido de estas fibras. Las regiones amorfas en las cadenas de celulosa son especialmente susceptibles a los ataques químicos.

El proceso de envejecimientos es esencialmente una despolimerización. Cuando los vínculos entre las unidades en las cadenas de celulosa se rompen, el grado de polimerización se reduce y la resistencia mecánica cae con él.

Cuando se obtiene el papel, éste presenta un grado de polimerización (DP) aproximadamente de 1200, después de pasar por el proceso de secado en la fábrica éste DP se reduce a 1000 con un contenido en agua de 0,5%. La resistencia a la tracción se

reduce en torno aun 20 % de su valor original y las fuerzas entre las fibras también se reducen. [LUN04].

Las reacciones químicas que pueden provocar la despolimerización de la celulosa son la acido-hidrólisis, pirólisis y la oxidación. Por tanto, los principales factores que influyen en el envejecimiento de la celulosa en los transformadores son la temperatura, la humedad y el oxígeno [SAH03].

3.3. Envejecimiento del papel a través de la hidrólisis

En este mecanismo de envejecimiento la degradación de la celulosa se debe a la hidrólisis y por la posterior oxidación de los productos. Con la glucosa y las pentosas, como paso intermedio, los compuestos furánicos o furfurales son los productos de la reacción. Figura 3.4 [HOG08].

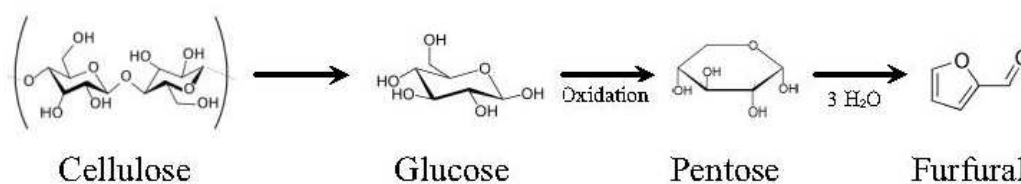


Figura 3.7: Degradación de la celulosa.

Es comúnmente reconocido que una alta acidez en el aceite acelera el envejecimiento. La razón de ello es que el deterioro del papel esta siempre en combinación con el envejecimiento del aceite del transformador. Es esencial interpretar los datos del envejecimiento para comprender el mecanismo de la hidrólisis acida. Mediante el uso D-glucopyranoside y celobiosa como sustancias modelo, se ha demostrado que la hidrólisis es específicamente catalizada por ácidos y uní molecular. Esto significa que es catalizada exclusivamente por iones hidrogeno provenientes de los ácidos disociados, ya que sin disociar los ácidos carboxílicos no despolimerarizan a la celulosa. Es la concertación de H⁺ lo que importa, no la cantidad total de ácidos. Hoy en día, el contenido de ácido en los aceites de transformadores se mide con una reacción de valoración (índice de neutralización o miligramos de KOH precisos para neutralizar 1g

de aceite) de acuerdo con la norma IEC 62021. Sin embargo, este procedimiento no refleja la actividad de H^+ , se limita al contenido de ácidos orgánicos, compuestos fenólicos, productos de oxidación, resinas, sales órgano metálicas y de aditivos.

El agua afecta a la concertación de H^+ por causa de la disociación de los ácidos carboxílicos, y de esta manera ejerce una profunda influencia en el proceso de envejecimiento.

Cuando los vínculos entre las unidades de celulosa y hemicelulosa son hidrolizados por el ácido se consume una molécula de agua por cada enlace roto. Sin embargo, cuando la actividad de agua en el sistema es muy baja, y sobre todo cuando la temperatura supera los 100 °C, la ácido-hidrólisis de los enlaces internos continua, con relativa rapidez, por un conjunto de reacciones de deshidratación ácido-catalizada que conducen a la liberación de tres moléculas de agua por cada unidad monosacárida. Por lo tanto, hay una producción neta de dos moléculas de agua por cada ruptura de la cadena. El esqueleto de carbono de la unidad de azúcar se convierte al mismo tiempo en un derivado del furano, que es bastante estable al ácido, por lo que su medida puede usarse para proporcionar un índice arbitrario de la liberación de agua. La celulosa produce hidroximetilfurfural, éste no es tan estable y se descompone posteriormente en ácido levulínico y ácido fórmico. Cabe señalar que estos ácidos producen otros ácidos que hacen aumentar la acidez del sistema, y acelerar el proceso de envejecimiento que se atribuye a la hidrólisis catalizada por ácido y las reacciones de deshidratación [LUN04]. De esta manera la hidrólisis es una reacción auto acelerada.

Estudios realizados caracterizan los efectos del envejecimiento del papel aislante con el grado de polimerización (DP), que es aproximadamente igual a la longitud media de moléculas de celulosa en la cadena del papel. Un fallo en el transformador se suele atribuir a problemas en el aislamiento, las principales causas de fallo se deben a una ruptura mecánica del papel, lo que acarrea un fallo dieléctrico.

La cinética de la reacción puede ser modelizada como

$$\frac{1}{DP_{old}} - \frac{1}{DP_{new}} = A \cdot e^{-\frac{E}{R(T+273)}} t$$

Donde T es la temperatura, E la energía de activación de la reacción química, A un parámetro que depende del entorno de la reacción (contaminación de la muestra) y R la constante de los gases perfectos. La figura 3.8 muestra la influencia de T y de A en la expectativa de vida.

A temperaturas más altas el ácido fórmico se disocia en monóxido de carbono y agua. El ácido levulínico se polimeriza fácilmente para producir polímero ácido de color marrón. Este material, junto con otros residuos, probablemente constituye una parte del lodo que se acumula en aceites de transformadores viejos.

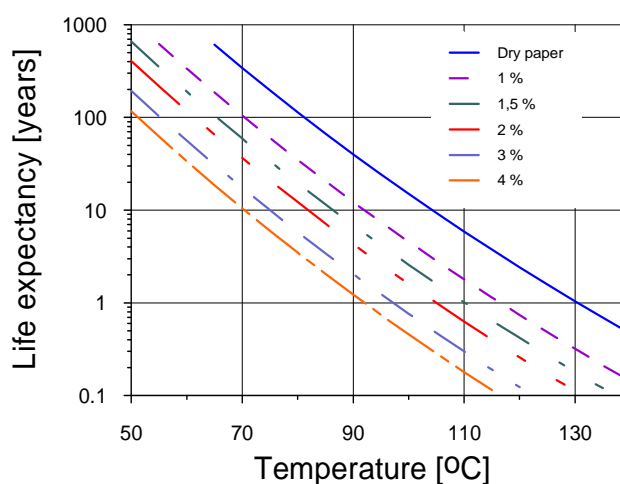


Figura 3.8: Influencia en la expectativa de vida de la temperatura y del porcentaje de humedad que contiene el papel.

Dado que los ácidos tienen una influencia fundamental en el proceso de envejecimiento, en [LUN05] se ha investigado la solubilidad de cinco ácidos diferentes que son característicos de transformadores con años de envejecimiento: ácidos fórmico, acético y levulínico formados por el envejecimiento de la celulosa, y ácidos nafténico y esteárico que se forma junto con los ácidos de bajo peso molecular en la oxidación de los aceites aislantes. Para ello han metido en un recipiente papel con aceite y con cada uno de los mencionados ácidos y lo han sometido a un proceso de envejecimiento. Al final del proceso de envejecimiento miden la cantidad de KOH precisa para neutralizar el aceite (NV o valor de neutralización). En el inicio del envejecimiento los ácidos se

encuentran básicamente en el aceite como se muestra en la figura 3.9. En la figura no se muestra el ácido esteárico pero, pero su comportamiento era similar al ácido nafténico.

De la figura 3.9 se saca una primera conclusión, los ácidos fórmico, acético y levulínico son absorbidos por el papel, mientras que los ácidos esteáricos y nafténicos no lo son.

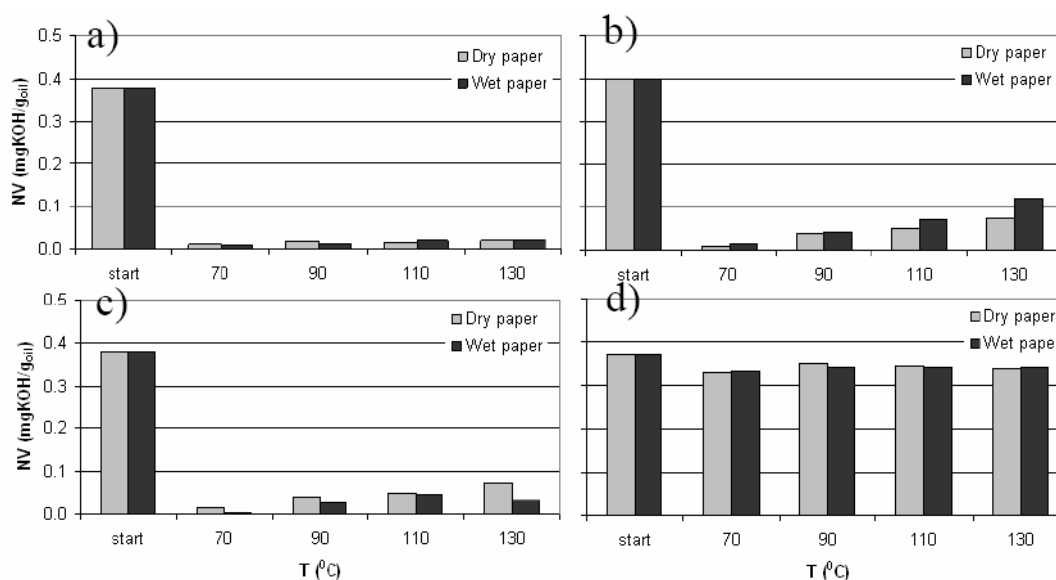


Figura 3.9: Cantidad de KOH precisa para neutralizar el aceite en cuatro experimentos de envejecimiento de papel Kraft seco y húmedo realizados con exceso de los siguiente ácidos: a) fórmico, b) acético, c) Levulínicos y d) ácidos nafténicos

Durante los experimentos de envejecimiento el grado de polimerización del papel cae rápidamente con el aumento de la humedad y de la temperatura. Sin embargo, aparece una nueva característica. Anteriormente se pensaba que los ácidos afectaban al envejecimiento del papel de una manera constante o gradual. En la actualidad se piensa que existe un cambio en el inicio y otro mas tarde, en una etapa mas avanzada, figura 3.10. Esto es mucho más claro para los ácidos hidrofílicos. En los ácidos esteáricos y en los nafténicos mostraron un envejecimiento más gradual [LUN05].

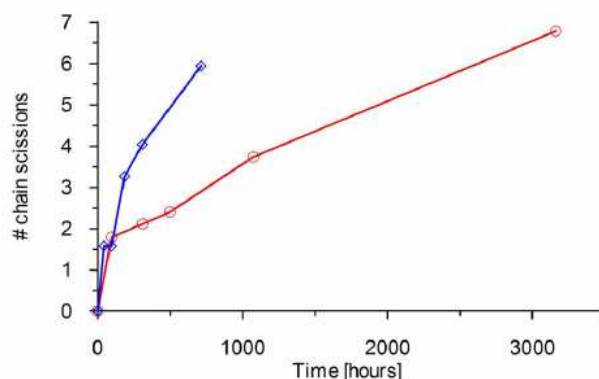


Figura 3.10: Envejecimiento (número de cortes de la cadena molecular) de las muestras con ácido fórmico en papel seco (curva inferior, de color rojo) y mojado (curva superior, de color azul), en función del tiempo.

El cambio de la velocidad de envejecimiento puede deberse a una disminución de la tasa que regula las sustancias o debido a una rápida reducción de las regiones amorfas de las fibras de celulosa más propensas a envejecer. Lo primero es poco probable, ya que este proceso produce ácidos y agua. El ritmo mas lento que se produce en la tasa de envejecimiento al transcurrir el tiempo es mas probable que se deba a la existencia de regiones cristalinas que no permiten la penetración de agua y ácidos.

Desde hace tiempo son conocidos los efectos perjudiciales de los ácidos y la importancia de los ácidos de bajo peso molecular en la degradación del papel y cartón prensado. Anteriormente se explicaba esto como la hidrólisis debido a los efectos catalizadores de H^+ a partir de ácidos carboxílicos. La sinergia entre el agua y los ácidos es muy clara. Obviamente, la tendencia de un ácido carboxílico de disociar es un parámetro importante para una contribución de los ácidos a la catálisis ácida. También la importancia del peso molecular de los ácidos se hace evidente, este efecto explica el hecho de que los ácidos de bajo peso molecular son absorbidos más fácilmente por las fibras de celulosa, mientras que los ácidos de gran peso molecular no lo son a causa de su polaridad inferior.

Para retardar el envejecimiento se puede mejorar el papel mediante la vinculación de sustituyentes voluminosos como los grupos éter-cyanoethyl a los grupos $HO-$ de la celulosa y la hemicelulosa, o agregar bases débiles orgánicas como diciandiamida, la

urea o la melamina con el fin de neutralizar los ácidos producidos por la oxidación del aceite y el papel. Cabe señalar que estas bases están sujetas a la hidrólisis ácida, y el agua que se consume a cada paso, por lo que se pueden considerar como agentes químicos orgánicos desecantes [LUN04]. Los papeles con este tipo de tratamiento se denominan papeles térmicamente mejorados (thermally upgraded) y aunque son muy utilizados en EEUU no se utilizan demasiado en Europa.

3.4. El envejecimiento del papel a través de la oxidación

La segunda causa principal de envejecimiento del papel es el oxígeno [LUN04]. Es esencialmente una forma de pirólisis o combustión lenta, ya que sus productos finales son el agua y el dióxido de carbono.

Hay muchos productos intermedios en el proceso oxidativo, como 2-furfural, hidroximetilfuraldehído y el monóxido de carbono que son producidos también por el proceso de la hidrólisis. Otros parecen ser producidos exclusivamente por la oxidación y su identificación tiene valor para diagnóstico. Estos productos son el 5-metil-2-furaldehído, 2-acetil-furano y alcohol furfurílico.

La despolimerización oxidativa es catalizada por radicales hidroxilo (HO), que se producen por la descomposición del peróxido de hidrógeno (H_2O_2). El peróxido de hidrógeno se puede formar, por ejemplo, a partir del oxígeno y el agua por las reacciones catalizadas por los cationes de metales de transición (como Cu^+ , Cu^{2+} o Fe^{2+} , Fe^{3+}). Los radicales hidroxilo se forman a partir del peróxido de hidrógeno en una reacción catalizada por trazas de Fe^{3+} , junto con pequeñas cantidades de compuestos autooxidables como los fenoles o aminas aromáticas o tioles. Estos son especialmente importantes porque los grupos aromáticos tiol se introducen en la lignina durante el proceso de fabricación Kraft. El grupo de los fenólicos también se forman por la oxidación de compuestos aromáticos en el aceite, y también están presentes debido a la adición de antioxidantes, aunque no hay evidencia en la actualidad que este último tenga ningún efecto perjudicial.

La producción de radicales hidroxilo es suprimida por los ácidos y promovida por los álcalis, y dado que, como se indicó, los radicales hidroxilos actúan como catalizadores, esta reacción es auto inhibida.

3.5. El envejecimiento del papel a través de las propiedades mecánicas

El envejecimiento de los transformadores es el resultado de la escisión de las cadenas de celulosa en el aislamiento de papel. Inicialmente, el color del papel se vuelve más oscuro, pero a medida que el proceso de degradación avanza, el papel se descompone, dando como resultado la reducción del grado de polimerización con la formación de ácidos orgánicos y compuestos furánicos. A medida que va aumentando el deterioro del papel, este se vuelve quebradizo y puede romperse por fuerzas mecánicas altas. Esto hace que el cobre en el bobinado este mas expuesto, y el papel que se ha desquebrajado puede llegar a obstruir los conductos de ventilación, lo que implica un aumento en la temperatura de los bobinados [MUR04].

Se ha desarrollado un modelo cuantitativo del envejecimiento, basado en que la tasa de ruptura de enlaces en las cadenas de celulosa disminuye a medida que el envejecimiento progresa [EMS00]. En este modelo la variación del grado de polimerización depende del número de enlaces que se rompen en el tiempo (m) y el número de monómeros del sistema (N)

$$\frac{d}{dt} DP = \lim_{t \rightarrow 0} \left(\frac{m}{Nt} \right) DP^2$$

Llamando

$$k_1 = \lim_{t \rightarrow 0} \frac{m}{Nt}$$

Se puede admitir que k varía siguiendo una ecuación diferencial

$$\frac{dk_1}{dt} = -k_1 k_2$$

Con k_2 =constante.

Durante todo el proceso de envejecimiento se generan compuestos furánicos, aunque se vio que estas tasas son más altas hacia el final de la vida, cuando el DP cae por debajo de 400.

A continuación, analizaremos los efectos del envejecimiento sobre la resistencia a la tracción por parte del papel, y la correlación que existe entre la resistencia y el grado de polimerización (DP).

Medida de la resistencia a la tracción

La capacidad de soportar esfuerzos de tracción del papel depende de la resistencia de la fibra, y sobre todo, la rigidez de los enlaces entre las fibras.

La resistencia a la tracción del papel se puede medir en banda ancha¹ o en banda estrecha², y las dos técnicas proporcionan más información como conjunto que cada una de ellas por separado.

- Resistencia a la tracción de banda ancha

El espectro de resistencia a la tracción (que es un conjunto de resistencias ante doblado, rasgado y perforación), da una medida de la vinculación interfibras de papel y en gran parte es determinado por su calidad y por su tamaño. La industria del papel define la resistencia a la tracción de papel como la carga de rotura por unidad de ancho (índice de resistencia a la tracción), en lugar de por unidad de superficie como se utiliza convencionalmente para otros materiales, porque el grosor del papel no afecta significativamente a la unión de las fibras y puede variar a lo largo del papel.

Los ensayos se pueden hacer con una variedad de instrumentos y las correlaciones de los resultados entre los instrumentos son buenas siempre y cuando la humedad relativa y la temperatura estén controladas. El papel tiene propiedades elásticas y de flujo por lo

¹ En inglés “wide-span tensile strength”

² En inglés “zero span tensile strength”

que hay que tener en cuenta la velocidad de aplicación de la tensión mecánica. A bajas velocidades, las fibras del papel tienen tiempo para deslizarse y colocarse unas sobre otras, alineándose en la dirección de la tensión aplicada [EMS00].

La resistencia a la tracción se obtiene dividiendo la carga aplicada (en Newtons) entre el espesor de la banda (en metros). También se puede definir un índice de tracción dividiendo la resistencia a la tracción entre el gramaje (en gramos por metro cuadrado).

- Resistencia a la tracción de banda estrecha

Las pruebas de resistencia a la tracción de banda estrecha miden la fuerza de tracción de las fibras dentro del papel que están preferentemente orientadas en la dirección de laminación.

En este caso se calcula la fuerza por unidad de área (en kg/mm^2 o psi) precisa para romper una banda pequeña de papel, restándole la fuerza precisa para separar las mandíbulas de la herramienta sin papel.

El índice de resistencia medido por ambos ensayos disminuye a medida que el papel envejece. En concreto muestra un pequeño periodo de adaptación en las etapas iniciales e incluso, en algunos casos donde el papel tiene un envejecimiento muy corto, se apreció un aumento en la resistencia a la tracción antes de que ésta disminuyera. Esto se observa mejor en las figuras 3.11 y 3.12. Muchos autores coinciden que este hecho se debe al entrecruzamiento de cadenas que aumentarían la rigidez. Para el papel, la relajación de la estructura puede permitir enlaces de hidrogeno adicionales (entre fibra y fibra dentro de la cadena), esto es debido a la presencia de lignina y hemicelulosa en las pastas de madera y papel Kraft.

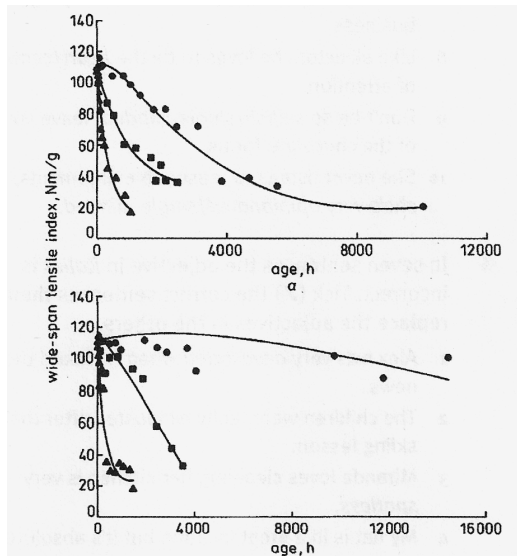


Figura 3.11

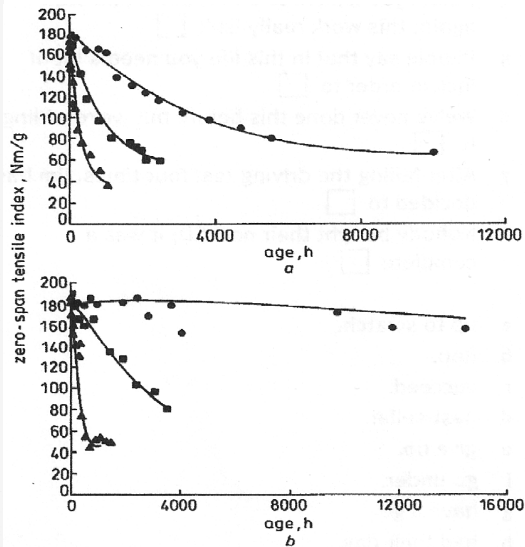


Figura 3.12

● 120 °C ■ 140 °C ▲ 160 °C

Figura 3.11: En las graficas de la izquierda se aprecia el cambio del índice de tracción en el papel en función del tiempo de envejecimiento a temperaturas de 120° a 160° mediante el ensayo en banda ancha.

Figura 3.12: En las graficas de la derecha son el resultado del ensayo mediante el ensayo de banda estrecha. En ellas se aprecia el cambio del índice de tracción del papel en función del envejecimiento.

Observando los resultados de los ensayos mediante ambas técnicas nos damos cuenta como va disminuyendo la resistencia a la tracción por parte del papel con el aumento del envejecimiento, aunque cabe destacar, como hemos dicho anteriormente, el aumento de la resistencia en los primeros años de vida al transformador y que se debe a los enlaces de hidrógeno entre las moléculas de celulosa. Estos resultados se pueden relacionar con el grado de polimerización del papel (DP), donde el DP es directamente proporcional a la resistencia a la tracción [EMS00].

Algunos autores sugieren utilizar la perdida del 50% de la resistencia a la tracción original como criterio de fin de su vida útil para el papel de aislamiento, pero en

realidad se pueden hacer medidas hasta el 20% de la resistencia original antes de que el papel pierda su integridad mecánica.

La elección del criterio de final de la vida del transformador supone una diferencia significativa en la estimación de vida de un aislamiento, es por ello que es muy importante saber si las condiciones de final de utilización son buenas para poder confiar en dicho punto. Este punto puede ser calculado a partir de la relación de banda ancha entre el esfuerzo de banda estrecha, que permanece constante hasta que el papel empieza perder fuerza mecánica, y a continuación cae rápidamente a cero. La dispersión alrededor del punto de caída define una zona de incertidumbre donde el riesgo de fallo es alto. Una mejor comprensión de los procesos que ocurren en esta zona podría mejorar la predicción de la vida del transformador [EMS00].

Cabe señalar que la concentración de los productos de envejecimiento del papel, como los compuestos furánicos, en el aceite se eleva rápidamente en esta zona de incertidumbre, lo que refuerza la idea de que el análisis de furfural podría convertirse en una poderosa herramienta de solución de problemas para detectar el envejecimiento del aislamiento rápidamente.

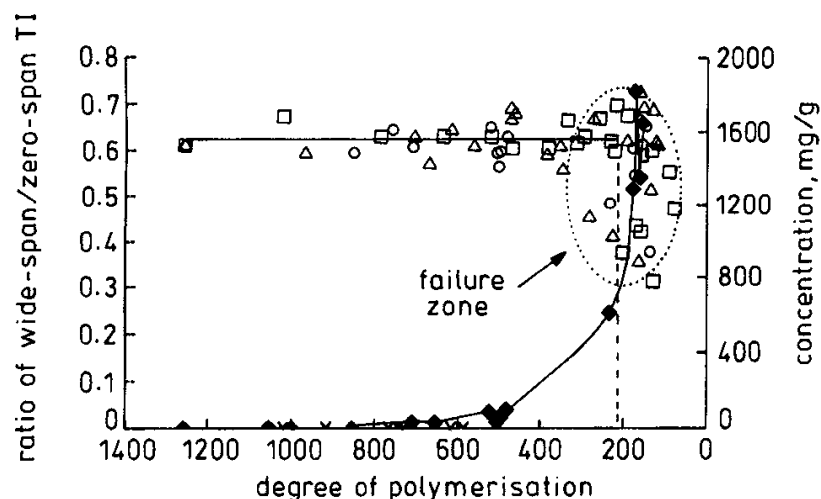


Figura 3.13: La vinculación entre la fibra en función de la edad y la concentración de furfural en aceite a 140 °, que muestra la zona de incertidumbre (elipse sólida) para el fracaso.

3.6. Capacidad de soportar impulsos de tensión del papel térmicamente envejecido

El deterioro debido al efecto térmico no solo afectó a las propiedades mecánicas y al grado de polimerización, sino también a las propiedades eléctricas del papel, tales como, la rigidez dieléctrica o a la capacidad para soportar tensiones tipo impulso, debido a la formación de agua y productos del envejecimiento.

Murthy sumergió muestras de papel de diferentes espesores en aceite y las sometió a impulsos de tensión de tipo rayo mediante dos electrodos, y tomó medidas a las muestras de la rigidez dieléctrica, el grado de polimerización y la capacidad para soportar impulsos de tensión.

Antes de eso las muestras fueron sometidas a un proceso de envejecimiento con cuatro temperaturas distintas (95°C, 110°C, 125°C y 140°C), y se midió el grado de polimerización en función del número de horas de envejecimiento.

En las muestras de papel envejecidas a baja temperatura (95°C y 100°C) la rigidez dieléctrica mostró una tendencia ligeramente creciente con el número de horas de envejecimiento, como se muestra en la figura 3.14. Posiblemente este aumento de la rigidez dieléctrica se debiera a la disminución de humedad de la muestra. Por el contrario las muestras envejecidas a temperaturas más elevadas mostraron una tendencia ligeramente decreciente. En cualquier caso la variación en la rigidez dieléctrica no fue demasiado importante.

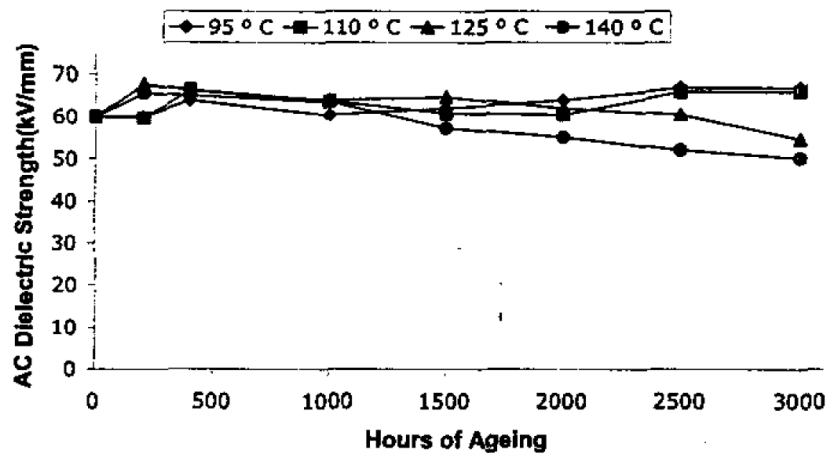


Figura 3.14: Variación de la rigidez dieléctrica de las muestras de papel. Años de edad a diferentes temperaturas.

Por lo que se refiere a la capacidad para soportar impulsos de tensión, los papeles envejecidos a bajas temperaturas, varió entre 90 y 100 kV/mm, mientras que en los papeles envejecidos a temperaturas superiores la capacidad para soportar impulsos de tensión cayó algo más (hasta 70 kV/mm) [MUR04].

Como conclusión la capacidad de soportar tensión de 50 Hz varía muy poco incluso aunque el grado de polimerización varíe entre amplios límites. Un poco más varía la capacidad de soportar impulsos de tensión de tipo rayo, pero la disminución sólo se manifiesta para grados de polimerización inferiores a 150-200, que es un grado de polimerización en el que el papel ya no se puede utilizar por consideraciones mecánicas.

Experimentos semejantes fueron realizados por [TAN10], y muestran que las propiedades dieléctricas del papel envejecido no cambian mucho, incluso en transformadores muy antiguos. La tensión de ruptura del papel se incrementa en las etapas iniciales, disminuye posteriormente y vuelve a subir en las etapas finales del envejecimiento, pero no parece haber mucha diferencia a lo largo de todo el proceso de envejecimiento (figura 3.15). Este autor achaca las diferencias al envejecimiento del aceite que impregna el papel.

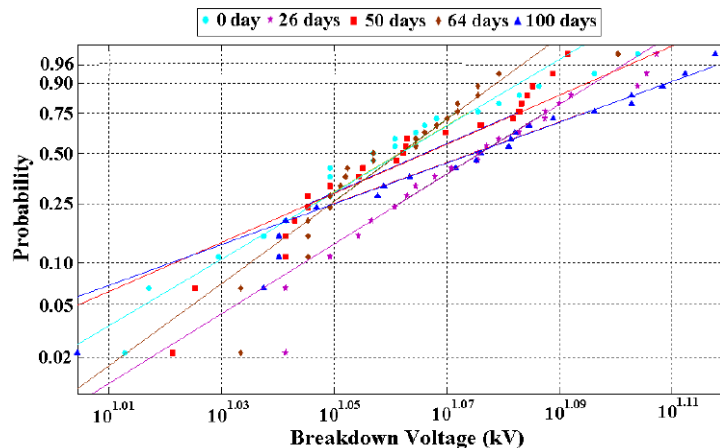


Figura 3.15: Weibull parcela de tensión de ruptura del aislamiento de papel con diferentes tiempos de envejecimiento.

3.7. El envejecimiento del papel en función de la posición

El envejecimiento del papel de transformador depende de la temperatura y del contenido en humedad.

La temperatura de un transformador no tiene una distribución uniforme, sino que en un transformador en servicio la parte superior de los arrollamientos está más caliente que la parte central y que la parte inferior, y ello por dos razones:

- la primera es porque el aceite de un transformador se mueve por diferencia de densidades, de modo que el aceite caliente sube y el frío baja. En su ascensión por el canal que separa los arrollamientos, el aceite recoge el calor que van soltando éstos y se calienta aún más.
- La segunda razón por la cual la parte superior de los arrollamientos está a mayor temperatura que la inferior es que en los extremos de los arrollamientos se tienen unas pérdidas adicionales superiores a las que se tienen en la parte central debido al efecto borde, que se traduce en que una bobina infinitamente larga crea un campo magnético puramente axial mientras que el campo creado por una bobina de longitud finita tiene una

componente radial. Esta componente radial engendra unas corrientes Eddy que contribuyen a un mayor calentamiento de esa parte del transformador.

Por lo que se refiere a la humedad, la de la celulosa, depende de la temperatura, de modo que a temperaturas altas la humedad tiende a salir de la celulosa mientras que a temperaturas bajas tiende a permanecer en ella (de forma semejante a lo que ocurre cuando se pone a secar ropa lavada).

Como se ve, la distribución de temperatura hace que la parte superior del arrollamiento envejezca más deprisa, mientras que la distribución de humedad provoca el efecto inverso. En la práctica, de los dos factores el más importante es el primero,. Por lo que en los transformadores reales el grado de envejecimiento es superior en la parte de arriba de la bobina, y por tanto el final de vida del transformador está relacionado con el final de vidas de esa zona.

Tomar muestras de papel de un transformador en servicio es imposible, e incluso en transformadores enviados a reparar la toma de muestras no es sencilla.

Cuando se toman muestras para calcular del grado de polimerización (DP) medio de una bobina se debe tomar muestras uniformemente repartidas a lo largo de la altura de la bobina. Si, por ejemplo, se hubieran tomado demasiadas muestras de la zona superior de la bobina (donde es más fácil de obtener las muestras en la práctica) los valores de DP serán demasiados bajos ya que en estas zonas se produce mayor stress térmico y por lo tanto mayor degradación.

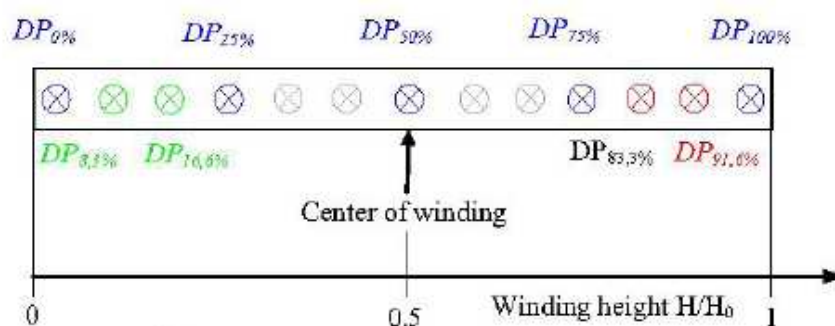


Figura 3.16: Cálculo del medio promedio DP de las muestras no equidistantes (rojo) sobre la altura de la bobina añadiendo valores calculados de DP (verde).

Si es posible se deben tomar muestras de la bobina en cualquier posición de su eje axial, se comenzaría a tomar medidas en el centro de la bobina y posteriormente se tomarían muestras equidistantes tanto en la parte superior como inferior para el cálculo de la media de DP, figura 3.16. Si el estudio se realiza en transformadores trifásicos, las muestras deben ser tomadas en la columna del centro del transformador ya que allí se acumula el mayor stress térmico [HOG08].

[HOG08] Hizo una encuesta en un cierto número de transformadores de potencia enumerados en la tabla 1. La figura 3.17 muestra el ejemplo de los lugares de toma de muestras en un transformador de 31,5 MVA y de los resultados obtenidos.

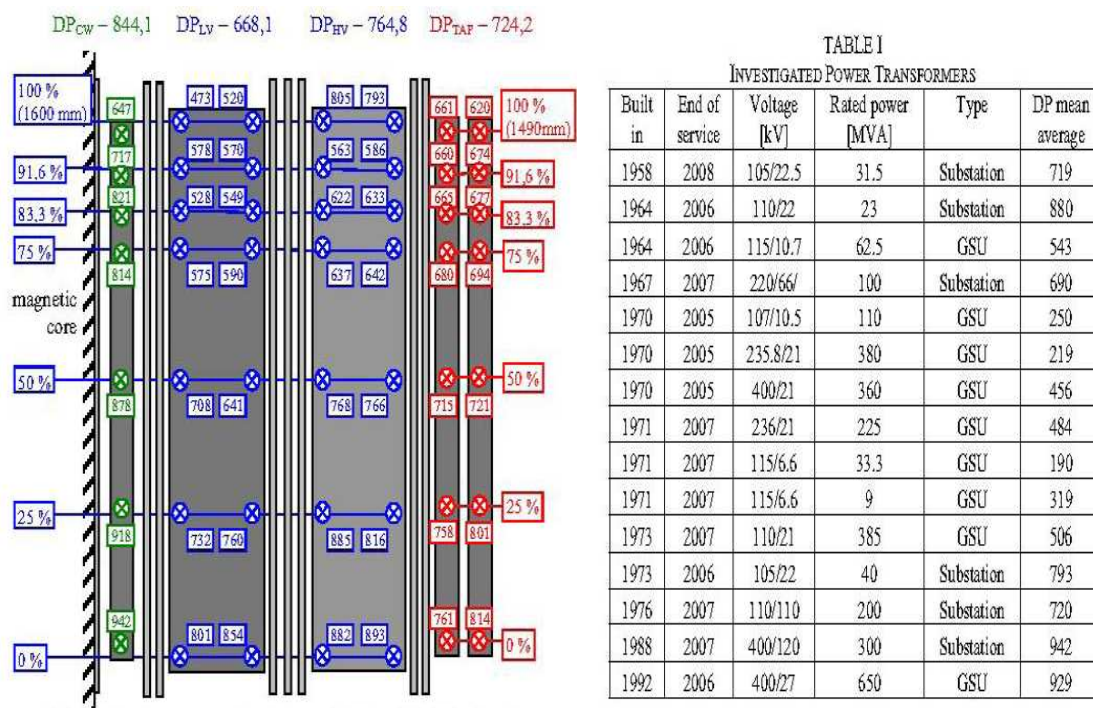


Figura 3.17, ejemplo de toma de muestras en un transformador de 31,5 MVA. El transformador estuvo funcionando casi 50 años. El arrollamiento indicado en verde es el terciario, los dos siguientes el de BT y el de AT respectivamente y el rojo el arrollamiento de regulación.

De esta encuesta se dedujo cuál es el perfil de envejecimiento típico de un transformador de potencia de varias capas, que se muestra en la figura 3.18.

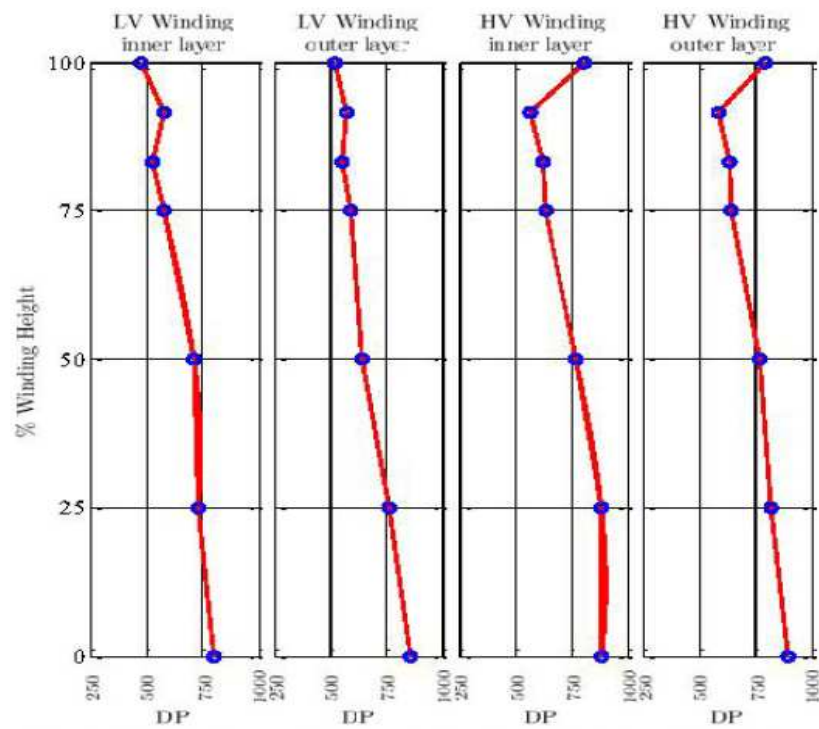


Figura 3.18: Distribución del DP en los devanados altos.

CAPITULO 4

ANÁLISIS DE COMPUESTOS FURÁNICOS

En este capítulo se realizará una revisión bibliográfica sobre los compuestos furánicos, exponiendo las distintas técnicas de análisis que existen y las formas en la que diferentes autores proponen relacionar el tiempo de vida del transformador con este tipo de compuestos.

Los polímeros de glucosa se fraccionan durante el envejecimiento y esto conduce a la generación de subproductos como el agua, gases (CO , CO_2), grupos aldehídos y grupos de carboxilo. El control de los grupos aldehídos o elementos de este grupo como el furfural da una información acerca del grado de polimerización, pero cabe mencionar que los valores absolutos pueden variar dependiendo de las condiciones de partida.

Los furanos son los principales productos de la degradación del papel aislante de celulosa. Aunque los furanos se generan en el papel aislante, para su utilización en diagnóstico son extraídos de los aceites aislantes de transformadores de potencia.

Tanto la concentración de CO y CO_2 como la concentración de compuestos furánicos pueden ser utilizados para evaluar el consumo de vida. Sin embargo, Hisiao Kan [HIS94] observó que la concentración de CO , CO_2 y furanos en el aceite fluctúa a lo largo del tiempo. El autor achaca esto a la variación en la absorción de esos gases en el papel del transformador, lo que justifica un estudio de la dependencia de la absorción de los gases con la temperatura.

Dado que todavía quedan muchos aspectos por dilucidar en esta técnica Y Shang [SHA01], Hisiao Kan [HIS94] y otros recomiendan que cuando se realicen las medidas se anoten datos como el contenido en oxígeno, la acidez y otros datos

4.1. Los compuestos furánicos

Como se ha indicado anteriormente, el papel de celulosa contiene aproximadamente el 90% de celulosa, 7.6% de hemi-celulosa y 4.3% de lignina. La celulosa es un polímero natural de la glucosa y se degrada lentamente a medida que las cadenas del polímero se van descomponiendo durante el servicio del transformador. El papel se va degradando hasta que pierde toda su resistencia mecánica y se vuelve susceptible al daño mecánico. Lo que pone la integridad del transformador en un alto riesgo de falta.

A diferencia del resto de los productos de degradación, como el dióxido de carbono y el agua, los furanos sólo pueden surgir de la descomposición de los materiales celulósicos en un transformador. Por ello el análisis de su presencia se ha visto como una oportunidad de evaluar el estado de los materiales aislantes celulósicos en un transformador de potencia [HIL96].

La degradación térmica de los materiales celulósicos presentes en los transformadores con aislamiento en aceite produce diferentes cantidades de derivados furánicos, siendo el más común el 2-furfural (en ocasiones denotado como 2FAL). Por lo tanto, el control de la concertación de 2-furfural podría ser una herramienta útil para el diagnóstico del estado del papel. Los demás derivados furánicos que se han identificado son 5-hidroxi-metilfurfuraldehído, acetylfurano, 5-metilfurfuraldehído, furfuryalcohol y ácidos furóicos, pero estos compuestos se producen en cantidades mucho más pequeñas cuando se degrada el papel térmico de los transformadores de potencia. Todos estos compuestos son productos de degradación específica del papel, por lo que su estudio se convierte en una buena técnica para conocer el envejecimiento del papel [VER05].

La cantidad de derivados furánicos disueltos en el aceite es muy reducida, y su concentración se mide en partes por billón (ya sea en peso, $\mu\text{g/kg}$, o en volumen $\mu\text{g/L}$).

Para realizar un análisis de envejecimiento de los transformadores de potencia en baño de aceite se toma una muestra de aceite del transformador (en servicio) y se lleva al laboratorio a analizar. En el laboratorio la separación de los compuestos furánicos del

aceite se realiza por cromatografía líquida de alta resolución (High Performance Liquid Chromatography, HPLC), según la norma IEC 61198. No obstante, un problema adicional en el diagnóstico de transformadores mediante furfural es que cuando se separan los furanos disueltos en aceites envejecidos, los tiempos de retención son bastante semejantes a los tiempos de retención de otros compuestos polares presentes en los furanos envejecidos [MUL03].

Además del uso del HPLC hay autores que han reportado procedimientos para medir la concentración de furanos en el aceite mediante métodos de fluorescencia [BLU98], pero esos métodos no son todavía utilizados de forma industrial.

4.2. Generación de compuestos furánicos

Cuando las cadenas poliméricas de celulosa se rompen la ruptura de la cadena libera un monómero de glucosa que sufre una posterior reacción química y se convierte en un elemento de la familia de los derivados del 2-furfuraldehído.

Existen principalmente dos mecanismos de formación de furanos,

- Uno de los mecanismos de formación de furano es el pirolítico, que se produce cuando se degrada el papel a temperaturas mayores a 130°C. Estas temperaturas no se producen en un transformador salvo que se tenga un punto caliente en su interior. Esta reacción química ha sido relativamente bien investigada y genera tanto 2-FAL como otros tipos de furanos.
- Un segundo mecanismo para la formación de furanos es la hidrólisis oxidativa de la celulosa con la formación de hexosas, para después sufrir una oxidación dando lugar a las pentosas (Fig. 4.1.). Esta es la fuente más importante para la formación de 2-FAL a temperaturas de servicio del transformador [HÖH06].

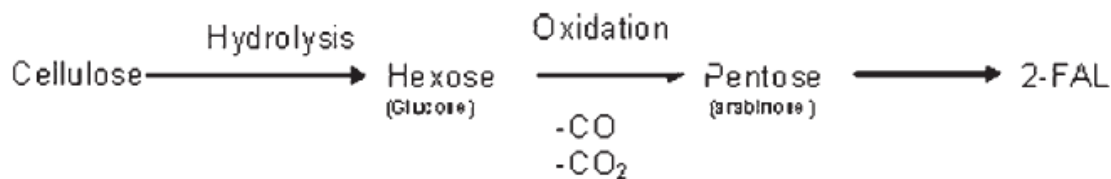


Fig. 4.1: Formación de 2-FAL

En medio ácido la glucosa produce 2-hidroximetilfurfural (2-HMF), que puede degradarse posteriormente para dar ácidos y agua o polímeros ácidos (lodos). La degradación de ácido fórmico conduce a la formación de óxidos de carbono (Fig.4.2.).

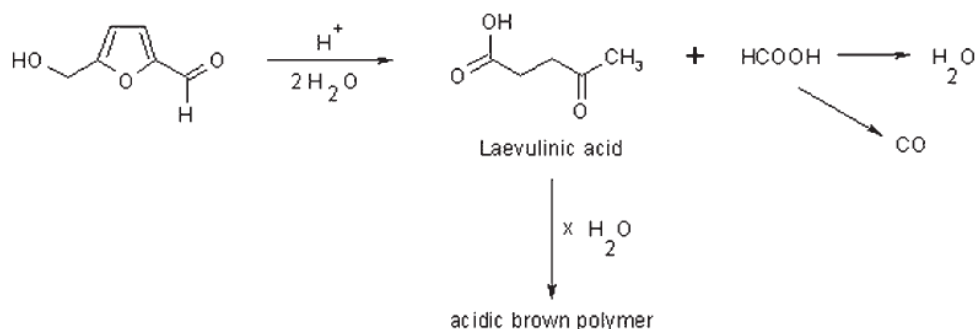


Fig. 4.2: Degradación del 2-HMF

Hay cinco compuestos furánicos principales, cuya abundancia se muestra en la tabla 4.1 [STE03].

<u>COMPONENTE</u>	<u>PORCENTAJE</u>
5H2F	2,8
2FOL	1
2FAL	98,7
2ACF	1,2
5M2F	8,3

Tabla 4.1.

La figura 4.3: Muestra la estructura química de los diferentes compuestos furánicos

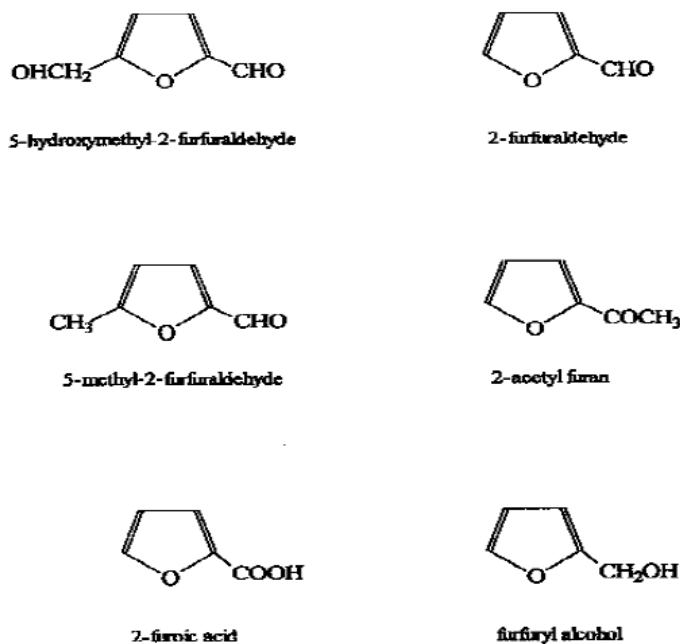


Figura 4.3.

Yan [YAN04] alerta sobre el hecho de que los compuestos furánicos se degradan bajo radiaciones luminosas, de modo que las muestras de aceite deben guardarse en cuartos oscuros.

La mayoría de los trabajos publicados en revistas científicas sobre este tema describen experimentos de laboratorio, y son menos los trabajos que se refieren a medida de furanos en transformadores en campo. A continuación se describen brevemente los mencionados trabajos.

También hay autores que han propuesto que los compuestos furánicos provienen más de la hemicelulosa que de la celulosa. Esto podría disminuir su potencial para el diagnóstico, dado que la hemicelulosa es la parte más frágil del papel y no es representativa del papel aislante (dado que supone sólo entre el 10% y el 20% de éste). Sin embargo, aunque eso fuera así, se ha demostrado (como se indicará posteriormente) que el 2FAL se puede obtener de la descomposición del 5HMF que proviene de la celulosa.

4.2.1 Estudios de generación de furanos sobre muestras en laboratorio.

Höhlein [HÖH06] indica que la formación de furanos en aceite aislante depende de varios factores, los más importantes parecen ser la temperatura, la humedad y el tipo de papel.

Höhlein realizó experimentos de envejecimiento de papel a varias temperaturas (75°C, 85°C y 95°C) y humedades (menor de 1%, 3,7% y 12%).

En la figura 4.4. se puede ver la relación entre el grado de polimerización y el contenido en fúranos para diferentes temperaturas de envejecimiento, con un contenido en humedad menor al 1%.

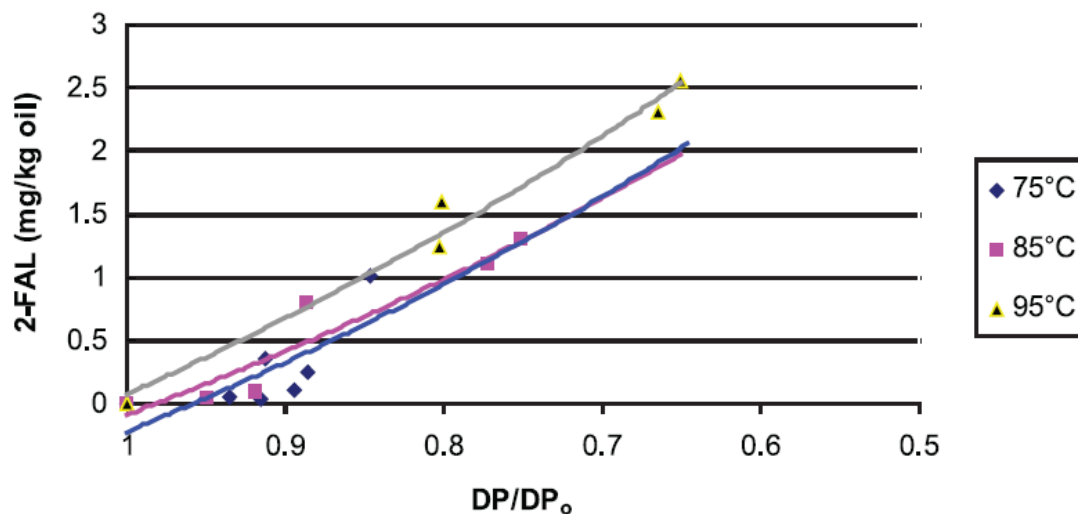


Figura 4.4.

La influencia del contenido inicial de humedad en el aislamiento sólido en la relación entre 2-FAL y el grado de polimerización se representa en la figura 4.5, donde se puede apreciar que 1ppm de 2-FAL en el aceite en las condiciones del análisis corresponde a una DP de 800 a 95°C o de un DP de 900 a 85°C para la celulosa seca (<1% de humedad). Sin embargo, en el caso de la celulosa con un grado de humedad del 4%, esa misma 1ppm de 2-FAL corresponde a una DP de 600 a 95°C.

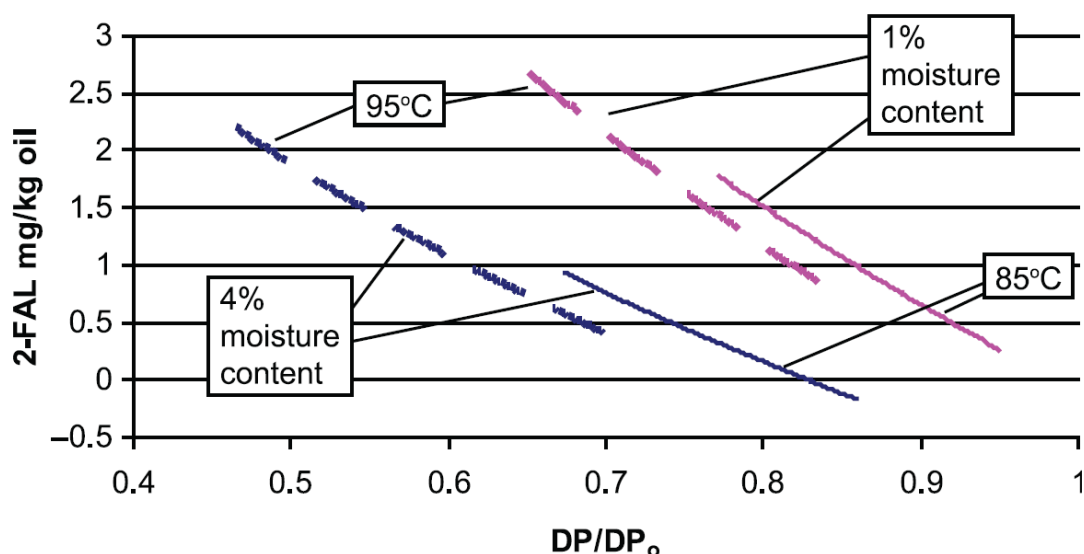


Figura 4.5: Variación en 2-FAL con el grado de polimerización (DP) a diferentes temperaturas y contenido inicial de humedad. Las curvas se muestran de 85 ° C (línea gruesa) y 95 ° C (línea discontinua) para diferentes contenidos de humedad inicial en el cartón prensado. (DP₀ es el valor de DP de cartón prensado antes de envejecer.)

La concentración de furanos y las curvas DP con distintos contenidos de humedad y temperatura están claramente separadas unas de otras, pero se comportan de forma similar (son paralelas entres si). La influencia de la temperatura sobre el contenido de furanos en aceite entre el rango 75°C a 85°C parece ser menos importante que la influencia del contenido en humedad. Tanto es así que el contenido en furanos puede ser un indicador indirecto del contenido en agua del papel (si es que la temperatura del transformador se encuentra entre 75°C y 90°C).

Yamagata [YAM08] y su equipo, a través de un experimento explicaron la diferencia que existía en el proceso de envejecimiento entre el papel térmicamente mejorado (Thermo-ZA) y el papel Kraft, para ellos durante la prueba utilizó índices basados en C₀₂+C₀ y en la producción 2-FAL.

El experimento consistía en deteriorar por separado el papel Kraft y el papel térmicamente mejorado en ampollas de vidrio selladas que contenían aceite mineral, aislamiento de papel y alambre de cobre con una atmósfera de gas nitrógeno por encima de la superficie del aceite. El aceite mineral se burbujea con gas N₂ para eliminar el

agua y el oxígeno. Las pruebas se realizaron con una presión por debajo 0.1 mmHg a 105°C durante 48 horas. Los experimentos se realizaron a diferentes temperaturas, diferentes contenidos de humedad en el papel e incluso con cierto contenido en oxígeno en el aceite (0,3%). Después del deterioro térmico, se midieron las concentraciones de CO₂, CO y 2-FAL.

Los resultados del experimento mostraron como el papel térmicamente mejorado mostró una menor disminución del grado de polimerización frente al papel Kraft. Sin embargo, el papel térmicamente mejorado mostró más CO₂ y CO que el papel Kraft cuando envejece a 140°C y 155°C. La razón se debe a que el papel térmicamente mejorado lleva agregado diciandiamida que produce CO₂ y CO. La razón por la que no se detectó 2-FAL (compuesto furánico con mayor presencia) en el papel térmicamente mejorado es porque el furfural generado reacciona con la diciandiamida y por ello se consume en su totalidad. Por lo tanto cuando un transformador está aislado mediante papel térmicamente mejorado resulta muy difícil aplicar el análisis de furanos [YAM08].

Algunas conclusiones interesantes de los experimentos de Yamagata se muestran en la tabla 4.2. La tabla muestra que el factor que más influye en el envejecimiento del papel y en la formación de furanos es el agua.

	Items	CO ₂ + CO (Variación ratio)	2FAL (Variación ratio)	DP Retenido (Variación ratio,%)	Fuerza Retenida (Variación ratio,%)
Kraft	Papel seco	1.00 (0.92 ml/g*papel)	1.00 (0019 ml/g*papel)	100	100
	0.5 % agua Añadida	2.51	5.37	57.8	61.8
	2% agua añadida	6.15	68.3	38.7	13.6
	Oxigeno -0,30%	1.35	1.79	88.9	75.5
Thermo-ZA	Papel seco	1.00 (1.67ml/g*papel)	Bajo Detención Limite (0.0007mg /g*papel)	100	100
	0.5 % agua Añadida	2.26		90.2	89.8
	2% agua añadida	2.34		81.0	84.6
	Oxigeno -0,30%	1.67		93.2	93.0

Tabla 4.2.

Otro indicador del envejecimiento de los papeles aislantes es el CO y el CO₂. Este indicador no es tan selectivo como el contenido en furanos, ya que CO y CO₂ se producen tanto por descomposición de papel como por descomposición de aceite. La figura 4.6 muestra la generación de CO₂+CO en función del grado de polimerización del papel.

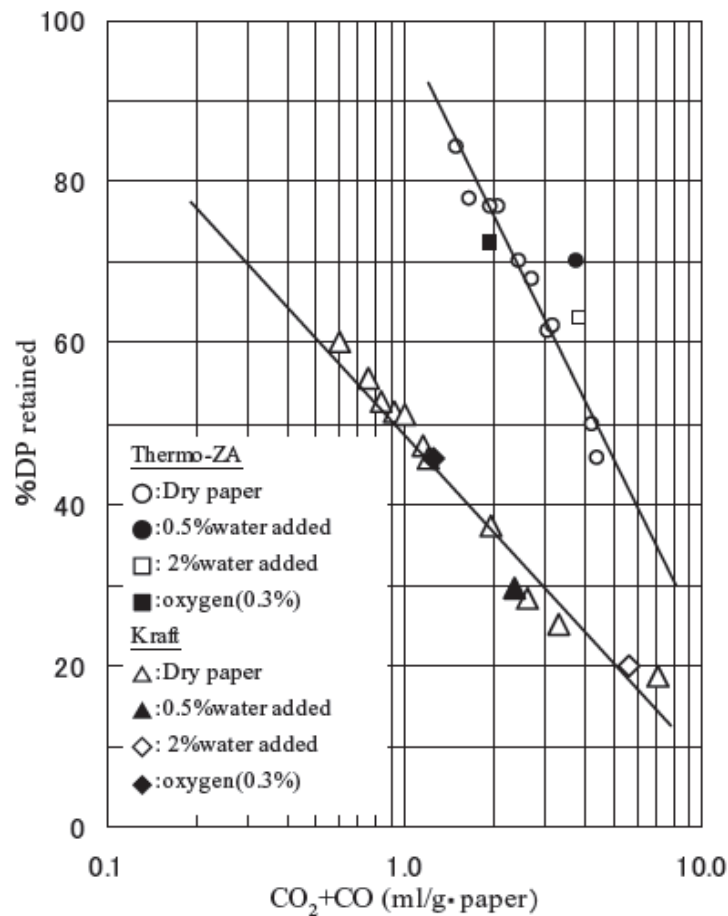


Figura 4.6

Hisao Kan [HIS94] muestra que en los experimentos de envejecimiento de papeles aislantes en laboratorio existe una correlación lineal entre el contenido en furfural y el contenido en CO+CO₂ (Fig. 4.7).

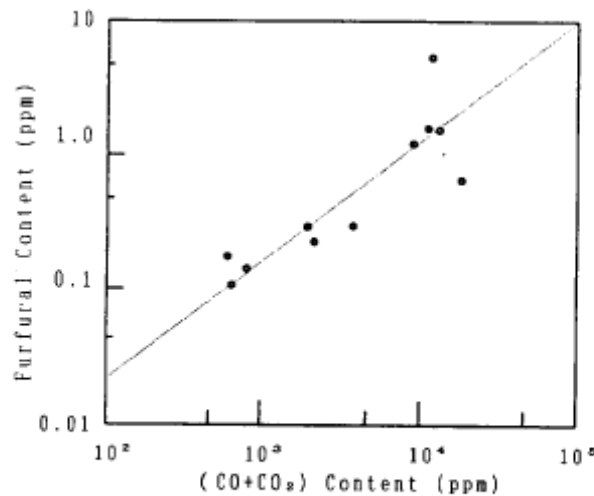


Fig. 4.7: Furfural frente CO₂ + CO

Mulej, mediante el análisis a través de HPLC, encontró que la cantidad 2-FAL en el aceite se encuentra en una cierta correlación con el grado de polimerización del papel, independientemente de las velocidades de envejecimiento, en diferentes condiciones de humedad y temperatura. Posteriormente una investigación estableció que las concentraciones de 2-FAL en aceite con muestras de papel envejecido artificialmente eran superiores a las muestras en aceite de transformadores en funcionamiento, cuyo aislamiento tiene el mismo envejecimiento. Mulej a través de un experimento intentó explicar el por qué de estas diferencias y cómo podían influir en fiabilidad del diagnóstico.

El experimento de envejecimiento artificial se hizo con muestras de papel en aceites de transformadores de distinto tipo y calidad así como con presencia o no de inhibidores de oxidación (que es un aditivo que en ocasiones se utiliza en transformadores). Las muestras fueron envejecidas artificialmente en ampollas de vidrio por calentamiento en un horno a una temperatura de 120°C. Se realizaron distintos experimentos en los que se cambió la cantidad de oxígeno en el aceite, el tipo de aceite y la calidad de este.

Durante las pruebas llamó mucho la atención que la velocidad de envejecimiento no permaneciera constante. En pruebas realizadas en sistema cerrado (sin contacto con la atmósfera) después de un cierto tiempo el envejecimiento se ralentiza, esto puede ser por el hecho de que en un sistema cerrado existe una cierta cantidad de oxígeno que se

agota en un momento determinado. Por el contrario en un sistema al aire libre, donde el oxígeno esta siempre presente, el envejecimiento no se ha ralentizado. También fue importante examinar cómo el envejecimiento era menor y más lento en aceites inhibidos y más rápidos en aceites sin inhibidores (figuras 4.8 a 4.11) [MUL03].

Una vez concluidas las diferentes pruebas Mulej llegó a la conclusión que la prueba HPLC, que permite el análisis de 2-FAL en concentraciones de ppb muy bajas, nos da la oportunidad de utilizar esta información para vigilar la degradación del papel aislante. Sin embargo, es importante a la hora de realizar esta prueba tener en cuenta el tipo, la calidad y la humedad del aceite. La aplicación de estos tipos de análisis de detección de furanos en el aceite para el diagnóstico de los transformadores muy dañados requiere una mayor investigación, ya que no está muy claro como las concentraciones de furanos en el aceite se ven afectados por arcos eléctricos o descargas parciales en el transformador [MUL03].

De las pruebas de envejecimiento del papel en aceite inhibido y no inhibido se llego a la conclusión inequívoca de que el tipo y la calidad del aceite (o grado de envejecimiento) no solo influían en el envejecimiento de papel y la producción de furanos, sino que también influye en la cantidad, la estabilidad y su solubilidad en el aceite (figuras 4.8 a 4.11). Por eso al hacer un diagnóstico mediante furanos es de capital importancia tener en cuenta el tipo y calidad del aceite, así como su contenido en humedad.

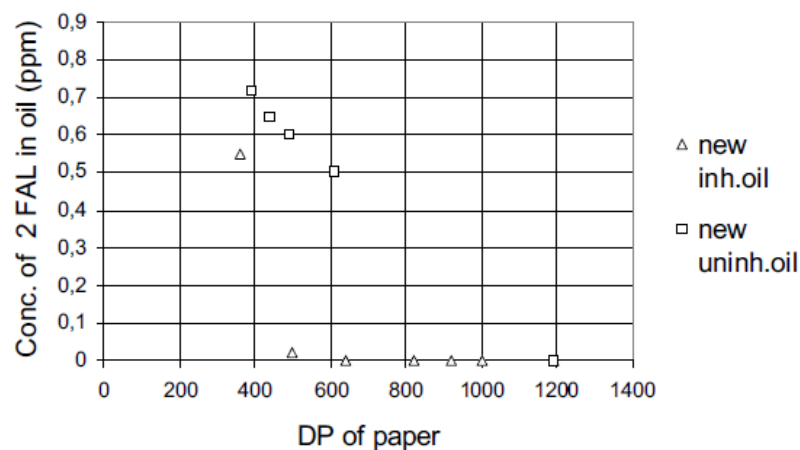


Figura 4.8

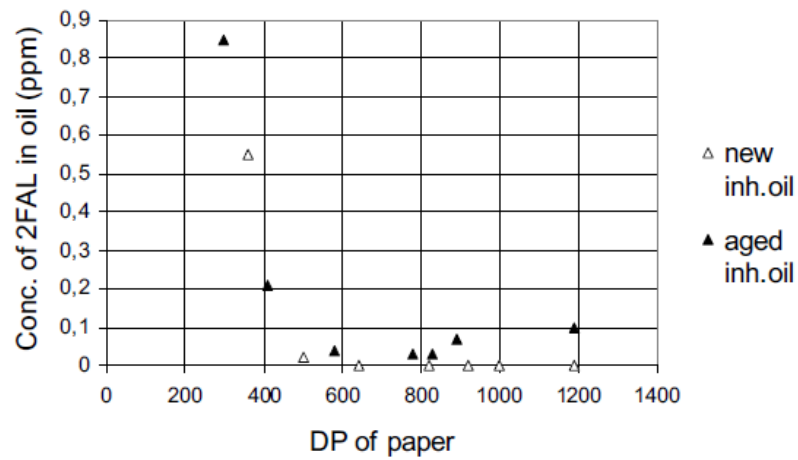


Figura 4.9

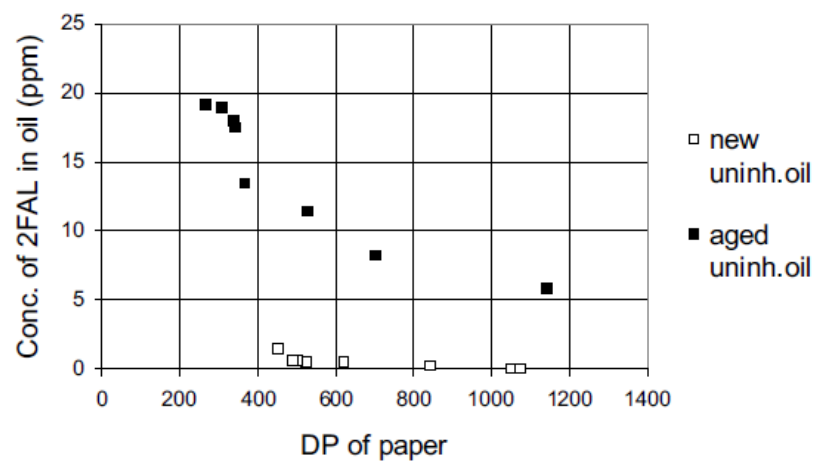


Figura 4.10

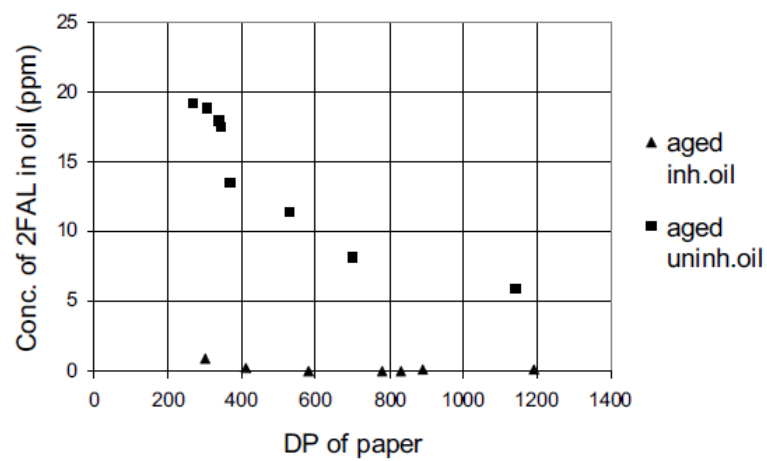


Figura 4.11

4.2.2. Estudios de generación de furanos sobre transformadores en campo.

Dong y su equipo [DON02] realizaron un estudio estadístico de la concentración de furfurales en una gran población de transformadores de potencia (más de 750) y realizó un estudio de correlación entre las cantidades de furfural obtenidas tras los análisis de cromatografía líquida de alta resolución (HPLC) y una serie de datos de gran importancia, como tensión nominal, potencia nominal, contenidos en humedad, tiempo de servicio, etc. De esta forma persigue establecer niveles de alarma. Para evitar casos anómalos procedentes de transformadores con defectos internos fue necesario realizar un filtrado de los datos, por lo que las concentraciones de furfurales muy altas y muy bajas fueron excluidas.

Como muchos autores, Dong comenta que concentraciones de furfurales a partir de 0,75mg/L pueden indicar un envejecimiento en el transformador que puede llegar a causar una falta en el transformador. Dong observó que hay una serie de factores que influyen en la concentración de furfural en transformadores en funcionamiento. Estos factores los clasificó en dos tipos.

- El tipo 1, está formado por la tensión nominal, la potencia nominal y el tiempo de servicio.
- El tipo 2 principalmente incluye el contenido de agua y la acidez que pueden cambiar con las condiciones de funcionamiento o el tiempo de servicio de los transformadores de potencia.

Entre los factores que pueden influir en la concentración de furfural en aceite destaca el tiempo de servicio con un efecto positivo. Sin embargo, los datos recogidos de tensión nominal y potencia nominal no tienen una gran relación con la concentración de furfural. Dong realizó un análisis de regresión entre la concentración de furfural y el tiempo de servicio. Una regresión lineal proporcionó un resultado un tanto decepcionante. Sin embargo, para los transformadores de generación se encuentra que el coeficiente de correlación ($r=0.621$) es mayor que la de los transformadores de

transporte ($r = 0.298$). Tal vez, esto es causado por el hecho de que los transformadores de generación trabajan con un grado de carga elevado y bastante constante mientras que en un transformador de distribución el grado de carga suele ser mucho menor y altamente variable y varía mucho de unos transformadores a otros.

Con el aumento de tiempo de funcionamiento, la producción de furfural en el aceite se acelera, sobre todo después de 15 años de funcionamiento.

Gracias a este estudio Dong estableció distintos niveles de alerta de la concentración de furfurales en función del tiempo de servicio (tabla 4.3.), niveles de alerta que diferían bastante de los establecidos por la normativa china en aquel entonces (tabla 4.4.).

Servicio de duración (años)	Tasa de edad %	Nivel de alerta (mg*L-1)	Nivel original
1-20	5	0.381	0.410
20-30	10	0.869	1.036
>30	20	2.018	2.228

Tabla 4.3., niveles de alerta para distinta duración de servicio.

Servicio de duración	1-05	5-10	10-15	15-20
Nivel de alerta(mg*L-1)	0.1	0.2	0.4	0.75

Tabla 4.4. Niveles de alerta de concentración de furfural recomendada para hacer test preventivos establecidos por el Ministerio de Industria y Energía chino en el código del año 1996.

Zhang [ZHA06*] realiza un resumen bibliográfico de algunos artículos de interés aparecidos hasta la fecha. Zhang recuerda que la producción de furanos depende del grado de polimerización del papel y que ésta depende de la temperatura, por lo que el arrollamiento de un transformador no envejece por igual, y es la parte superior del arrollamiento (la más caliente) la que en condiciones normales genera la mayor parte del furfural (Fig. 4.12).

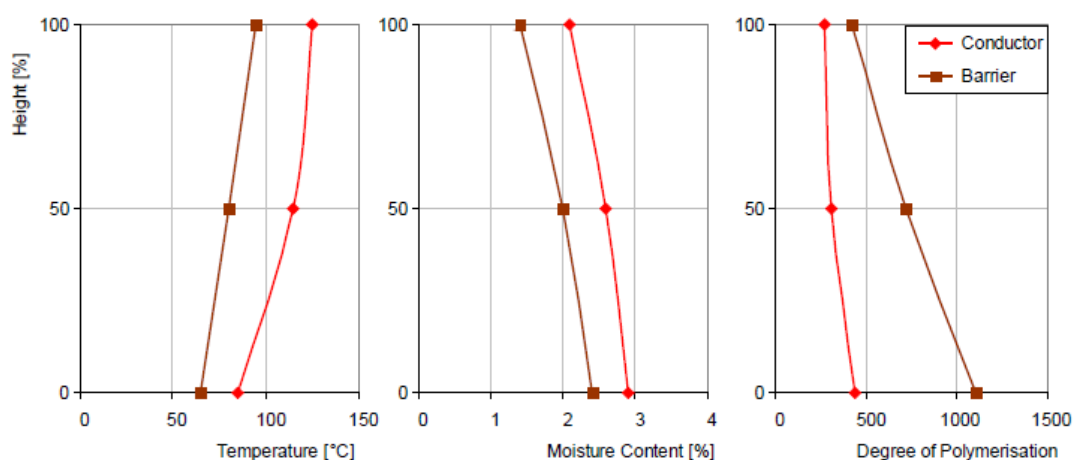


Fig. 4.12: Distribución de la temperatura, la humedad y el grado de polimerización en el aislamiento del conductor y la barrera de un modelo de liquidación obtenida de [CIG08].

Este hecho y el hecho de que el agua sea un factor de envejecimiento del papel y simultáneamente un producto del envejecimiento (esto es, tiene un efecto realimentador) hace que el proceso en su conjunto sea complejo de modelar. Sin embargo, un cambio significativo en la concentración de furfural durante un periodo corto de tiempo indica la evolución de una posible falta. Por lo que las mediciones periódicas de las concentraciones de furfural en transformadores de potencia están justificadas [ZHA06*]. Como ejemplo [ZHA06*] cita el caso de un autor que reportaba que en un determinado transformador realizó un cambio de aceite cada vez que el contenido en furanos superaba 10mg/l; el primer cambio de aceite lo realizó transcurridos 3,8 años, el segundo transcurridos 3 años y el tercero transcurrido 1,8 años, esta reducción del tiempo necesario para que se alcancen la concentraciones de alarma denota la existencia de una defecto térmico.

Zhang [ZHA06] a través de un estudio estadístico de 361 muestras procedentes de transformadores homogéneos llegó a la conclusión de que no es significativo el deterioro del papel de aislamiento durante al menos un año bajo condiciones normales de servicio. Esto es lógico, ya que el consumo de vida de un transformador que trabaje con una carga inferior a la nominal no es excesivo. Por tanto en caso de que la

concentración de furanos en el aceite aumente de forma significativa de un año al siguiente ello puede ser debido a una sobrecarga del transformador o a que éste trabaje con temperaturas relativamente altas o a un fallo que cause un deterioro local produciendo un calentamiento local intenso. Esta propuesta fue apoyada por los resultados de las simulaciones.

El estudio de las muestras de aceite analizadas muestra que transformadores de distintos fabricantes pueden presentar mucha diferencia en cuanto a su comportamiento en la generación de compuestos furánicos como se puede ver en la figura 4.13.

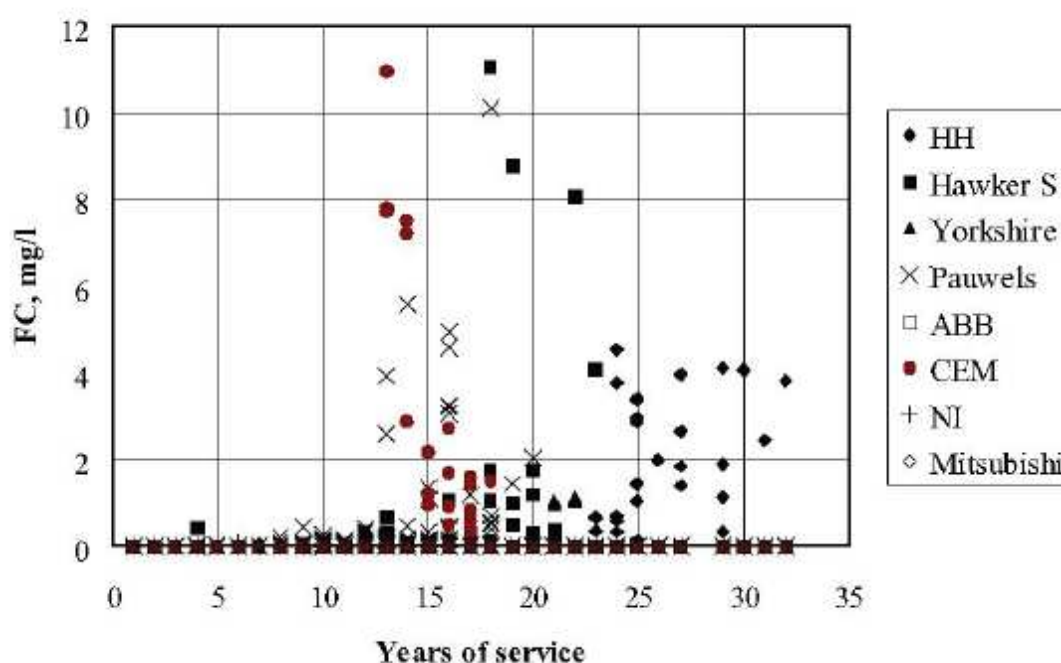


Figura 4.13

Zhang [ZHA06] alerta sobre el hecho de que la presencia de agua aumenta la velocidad de degradación de las cadenas de celulosa y con ello la velocidad de generación de furanos. Debido a ello, si un transformador tiene un aceite muy envejecido y se realiza una operación de cambio de aceite, al cambiar el aceite disminuirá la tasa de deterioro, ya que es catalizada por la humedad. Además, al cambiar el aceite viejo por otro nuevo se reduce drásticamente el contenido en furanos disueltos en el aceite, pues el nuevo aceite carece de furanos. Sin embargo, no hay que olvidar que el deterioro del papel no es reversible, por lo que las mediciones de la concentración de furfural que parecieran

indicar una situación aparentemente mejor que lo es en verdad [ZHA06]. Por eso, cuando se analiza la concentración de furanos debe considerarse si ha habido algún cambio de aceite recientemente.

Shang [SHA01] también llama la atención sobre las grandes diferencias que se encuentran entre los ensayos de envejecimiento en laboratorio, que se realizan en condiciones controladas y los resultados de campo, donde intervienen factores impredecibles. Entre esos factores impredecibles están los tratamientos de aceite que se realizan periódicamente. Por ello Shang recomienda hacer un análisis de furanos antes de cada tratamiento de aceite para conservar la historia del transformador. Según Shang, unos meses después de que se haya cambiado el aceite hay una tendencia a que el aceite recupere parte de la concentración de furanos que quedó atrapada en el papel, no obstante este proceso es muy largo y cuando el equilibrio se restablece sólo la mitad del contenido de furanos se vuelve a encontrar en el aceite.

Yan [YAN04] decidió investigar en profundidad el diagnóstico de envejecimiento a través de las concentraciones de furfurales, ya que en China hay una gran población de transformadores de potencia con más de 40 de edad. Un gran número de muestras fueron tomadas en transformadores de potencia en funcionamiento. Una parte de las muestras fueron tomadas en la zona continental del país (490 registros) y otra parte fueron tomadas en Hong Kong (105 registros). Según los datos recogidos, se descubrió que el contenido de furfural en el aceite en los transformadores de Hong Kong era más alto que las muestras tomadas en la zona continental. Posteriormente, se comprobó que la carga de los transformadores en zona continental es baja, por lo general inferior al 70% de su valor nominal, mientras que el grado de carga de los transformadores de potencia en la zona de Hong Kong es en general relativamente alto. Esta situación demuestra que el funcionamiento a lo largo tiempo con una carga alta tiene una influencia importante en el proceso de envejecimiento y en una mayor presencia de furanos. Está demostrado que ambas variables tienen una cierta relación, pero tomar la concentración de furfural como una única variable no proporcionaría un buen diagnóstico, por lo que además del cambio en la concentración de furfurales hay que tener en cuenta los parámetros eléctricos y los no eléctricos [YAN04].

Yan también constató la gran diferencia en el contenido de furanos de los transformadores de una central de generación eléctrica y de los transformadores de una subestación. El artículo de Yan proporciona datos estadísticos sobre correlaciones entre la edad de un transformador y el contenido en furfural.

4.3. Estabilidad

Los ensayos de laboratorio y la experiencia de campo han mostrado que los compuestos furánicos (excepto el 2FAL) no son muy estables bajo las condiciones de operación de un transformador. Estos compuestos aparentemente forman 2FAL después de un intervalo de tiempo de varios meses. Sin embargo el 2FAL es aparentemente muy estable durante años bajo las mismas condiciones.

Sin embargo, no hay un gran consenso al respecto de este tema [CIG]. Por ejemplo, Griffin cree que la presencia de agua puede degradar el 5HMF. Allan por su parte sugiere que los compuestos furánicos son estables a las temperaturas de trabajo del transformador en ausencia de oxígeno, pero después de 8 semanas a 110°C con oxígeno presente observó una pérdida de 2FAL no despreciable (del 20 al 40%) así como del correspondiente alcohol (del 40 al 100%). Lutke observó la misma clase de inestabilidad en presencia de oxígeno incluso a temperaturas de 60°C.

Emsley indica que con la excepción de 2FOL los compuestos furánicos son estables hasta 140°C. Por eso, en opinión de Emsley la presencia de 2FOL indica la existencia de una falta reciente.

Por fin Myers sugiere que los cuatro compuestos furánicos encontrados en menores proporciones son especies de transición y no deberían encontrarse en grandes proporciones durante un proceso de envejecimiento normal.

4.4. Solubilidad de compuestos furánicos

Los compuestos furánicos se encuentran fundamentalmente en el papel. Allan propone unos coeficientes de reparto para unos cuantos compuestos furánicos que, al menos en el caso de 2FAL no dependen de la temperatura. Por ejemplo, el autor sugiere un coeficiente en el reparto de 2FAL de 0,2. Para los componentes 5HMF, 2FOL, 2ACF y 5MEF los coeficientes a 25°C son 0, 0,03, 0,61 y 0,49.

Myers y Sans sugieren que el reparto de furanos entre el papel y el aceite dependen del contenido en agua. De acuerdo a esos autores cuanto más agua en el aceite menor es la concentración de furanos en el aceite. Griffin también observó que a 200°C el papel húmedo retiene la mayor parte de los furanos que genera, lo cual no ocurre si el papel ha sido previamente desecado. Griffin opina que el reparto de furanos entre el papel y el aceite es bastante complejo incluso aunque no dependa de la temperatura.

Hisao Kan y su equipo [HIS94] intentaron obtener resultados positivos sobre la esperanza de vida del transformador de potencia a través del estudio basando en CO₂ y furfural obtenidos por el análisis de los gases disueltos que se puede realizar con el transformador en servicio.

La generación de compuestos furánicos aumenta con número de años de operación del transformador. La cantidad de furfural disuelto en el aceite es de aproximadamente del 15% de la cantidad total de furfural. Por lo que la cantidad total de furfural que contiene un transformador se puede calcular como 6.7 (100/15) veces la cantidad del aceite. Cuando se analiza el aceite, aproximadamente un 15% de los furanos que quedan en el aceite son extraídos por desgasificación, lo que significa que solo el 2,25% de la cantidad total de furfural es extraída por desgasificación.

A continuación comentaremos el experimento que llevo acabo Hisao Kan que aclara el fenómeno de absorción para hacer el análisis de los gases disueltos mas fiable [HIS94].

De acuerdo con otros estudios la proporción de CO₂ y CO generando por el deterioro del papel es 10:1, cuantitativamente en el orden de varios miles de ppm. Gases como CH₄, C₂H₆ Y C₃H₈, se analizan para el diagnóstico de rutina de los transformadores. Por lo tanto, en el experimento se inyectaron gases junto con el CO₂ y CO, para comprobar si se absorbe también en el papel.

Las pruebas sobre el fenómeno de absorción se llevaron a cabo utilizando un recipiente de acero inoxidable con fuelle. Los fuelles se utilizan para absorber la variación en el volumen de aceite debido a los cambios de temperatura y muestreo. La proporción de aceite de aislamiento y el papel fue elegida similar a la de los transformadores reales. El aislamiento de papel se calentó a 120° C durante 16 horas en el recipiente, y luego el recipiente se llena de aceite degasificado. El aceite puede ser movido desde el exterior por medio de un agitador magnético. Posteriormente de que el aceite fuera degasificado se lleno de CO₂, CO, CH₄ Y C₂H₆, y se inyectó C₃H₈ a través del grifo de toma de muestras.

A continuación, el recipiente fue puesto en un horno con aceite y se tomaron muestras a intervalos determinados. Con el fin de obtener datos sobre la dependencia de la temperatura, la temperatura del aceite se ha cambiado después de confirmar que la concentración de gas disuelto había alcanzado el equilibrio. La concentración de los gases disueltos se midió por un método llamado “stripping”, que requiere solo 1,5 ml de aceite para cada análisis.

La concentración de los gases fue elegida como se muestra a continuación: CO₂ 10.000 ppm, CO 1000 ppm, los otros gases 200 ppm. Estas cifras se utilizaron como valores iniciales. A continuación, el contenedor se mantuvo a una temperatura entre 30° y 100 ° centígrados.

La temperatura del aceite fue cambiado en el orden de 30° - 80° - 60° - 40° - 90 ° - 70°- 100°. Los gases CO₂ y CO mostraron un cambio apreciable en la concertación en función de la temperatura, mientras que los gases de hidrocarburos mostraron muy pocos cambios.

Los resultados mostraron como la concertación de CO₂ y CO obtenida por el análisis de gases disueltos se puede utilizar como valores correctos si la temperatura del aceite es de 80° C. Sin embargo, la temperatura del aceite de los transformadores en funcionamiento normalmente es inferior a 80° C. El importe total de los gases se calculara mediante la conversión de los valores medidos con los valores de 80° C.

Una vez finalizada la prueba se llegó a la conclusión que los gases CO₂ y CO son muy bien absorbidos por el papel, dicha cantidad es absorbida en mayor o menor cantidad dependiendo la temperatura, a menor temperatura la absorción es mas grande y a mayor temperatura la absorción es menor. Por último comentaremos que los gases son poco absorbidos por el papel a 80 ° C [HIS94].

En cuanto al furfural, Hisao Kan llego a conclusión de que estos compuestos son muy bien absorbidos por el papel aislante y el fenómeno es independiente de la temperatura. La figura 4.14 muestra la evolución del contenido en furfural del aceite durante en ensayo, lo que muestra que gran parte del furfural generado se absorbe en el papel al transcurrir el tiempo

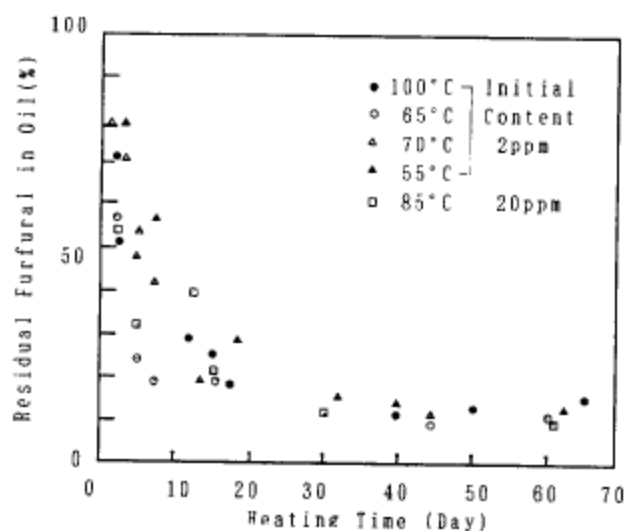


Figura 4.14: Relación entre la absorción y el furfural.

El furfural es muy estable en el aceite. La concertación de furfural en aceite desgasificado no cambió después de dos meses de calentamiento a 100° C.

Resumiendo los estudios de los diferentes autores, el reparto de compuestos furánicos

- Depende mucho de la humedad del papel
- Depende menos de la temperatura, a menos que la acidez del aceite sea elevada
- Es diferente para cada compuesto furánico
- Depende del tipo de papel

Como ejemplo de lo anterior, la figura 4.15 muestra el reparto de furfural entre el aceite y el papel.

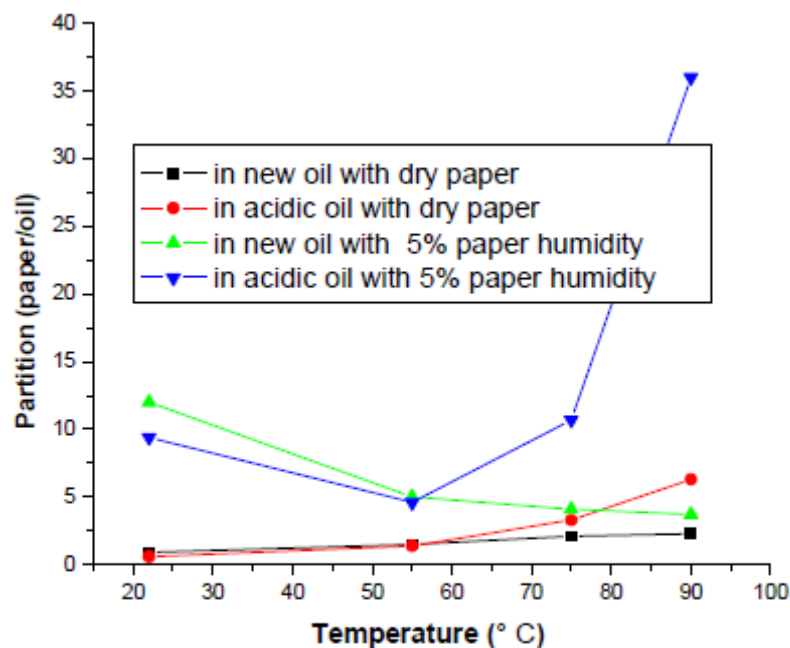


Figura 4.15: Partición 2-furfural entre papel y aceite contra temperatura

4.5. Relación entre compuestos furánicos y el tiempo de vida de un transformador

Y. Shang [SHA01] realizó un estudio de campo de furanos haciendo ciertas limitaciones a las muestras de transformadores. En primer lugar, los transformadores muy envejecidos a causa de motivos no puramente debidos al envejecimiento normal, obviamente, deben ser excluidos de la muestra establecida. En segundo lugar, los transformadores cuya duración de servicio no es clara, también serán excluidos. Por

último, con el fin de obtener la relación entre el furfural y el tiempo de envejecimiento, es preferible probar los transformadores que generalmente operan a plena carga.

Los datos obtenidos de la concertación de furfural son analizados estadísticamente. El resultado de la regresión lineal muestra que para los transformadores en funcionamiento involucrados, la relación lineal entre la concentración logarítmica furfural y los tiempos de servicio, viene dada por la siguiente expresión:

$$\text{Log (Fa)} = -1.8308 + 0.05578T$$

Donde Fa es la concentración promedio de furfural en aceite de transformadores (mg/L) y T es el tiempo de operación (año).

Shang cree que lo más importante del estudio de los furfurales es obtener información sobre la tasa de crecimiento de furfural. Shang recomienda que esta tasa nunca debe exceder de 4 mg/L, aunque actualmente se piensa que esta tasa es demasiado alta. Se recomienda que a partir de una concertación de 0,5 mg/L se establezca un umbral de alarma. A partir de los datos obtenidos de la concentración de furfurales se debe realizar un historial con el fin de que el análisis de tendencia se pueda realizar en un futuro. Cuando una medida sea sospechosa, el transformador será vigilado.

C.H. Zhang [ZHA06*] habla de la relación lineal entre la resistencia a la tracción y el grado de polimerización de aislamiento del papel (Figura 4.16), y también de la relación negativa entre el logaritmo de la concertación de furfural y el grado de polimerización y la influencia del agua (Fig. 4.17). La concertación de furfural en el aceite del transformador es visto como un indicador específico de la degradación del papel y un método para medirla mediante HPLC.

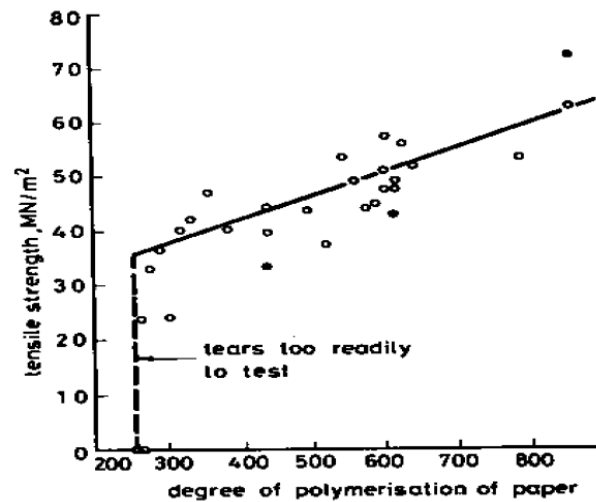


Figura 4.16

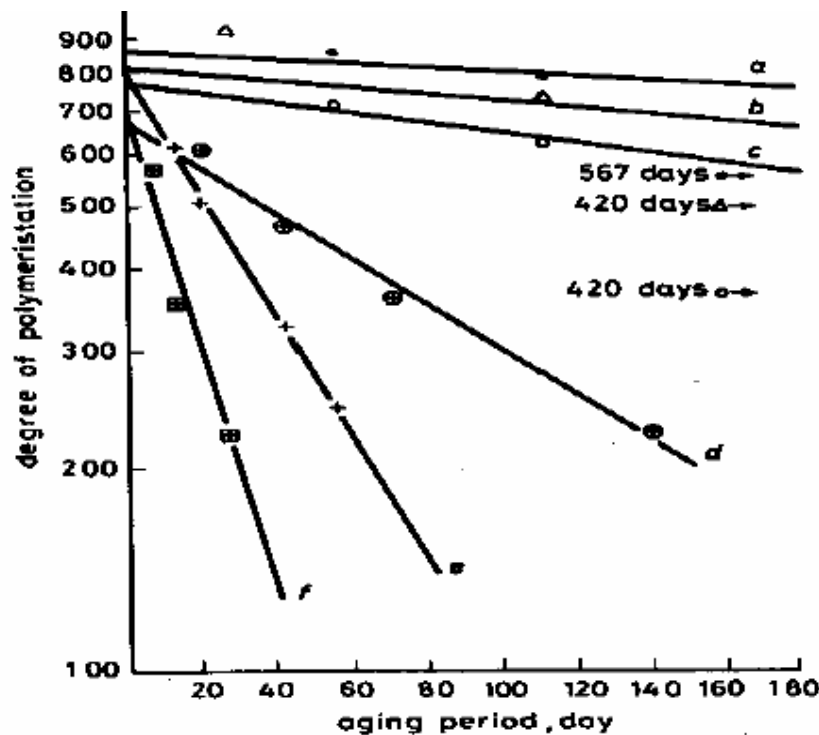


Figura 4.17

Zhang llego a la conclusión que un transformador que tenga una alta concentración de furfurales indica que el papel tiene una resistencia mecánica muy baja y que el transformador esta en situación de riesgo en caso de fallo de corriente elevada, además, una concertación de furfural baja no indica necesariamente la ausencia de riesgo en el transformador. Pero lo más importante de las concentraciones de furfurales es su continuo seguimiento ya que un cambio significativo de estas concentraciones indica la evolución de una posible falta.

Yan [YAN04] explicó el envejecimiento con mayor precisión y estableció un modelo de diagnóstico sintético, para ello dividió la condición de funcionamiento en tres categorías: Transformadores sin envejecimiento aparente, transformadores con envejecimiento anormal (debido a algún fallo) y transformadores con envejecimiento normal (sin fallo interno). Y en base a los datos recogidos que incluyen el contenido de gas furfural y el gas disuelto se introdujo una regresión logística binaria para ayudar a juzgar el envejecimiento del aislamiento sólido. Se adapta a los modelos donde la variable dependiente es dicotómica y sus coeficientes de regresión pueden utilizarse para estimar las razones de probabilidad para cada una de las variables independientes en el modelo. Así que la regresión logística es una adaptación para hacer frente a este problema.

La ecuación de regresión logística se expresa como:

$$Y = a + \sum b_i X_i$$

$$P = \exp(Y) / [1 + \exp(Y)]$$

Donde X son las variables independientes de las que se hablará posteriormente, Y es la variable dependiente binaria, P es la probabilidad de envejecimiento anormal que corresponde a ese conjunto de variables independientes X, por tanto (1 – P) es la probabilidad de que el envejecimiento normal. Las variables independientes se eligieron las siguientes:

- Contenido en furfural (FUR)
- Contenido en CO
- Contenido en CO₂
- Cociente CO₂/CO
- Suma CO + CO₂

El valor de la variable dependiente es

$$Y = -0.162 + 24,492\text{FUR} - 43.156 \text{CO}_2/\text{CO} + 18.388 (\text{CO} + \text{CO}_2) - 20.323 \text{CO}$$

De la regresión anterior, se ve que el cociente CO_2/CO y la concentración de furfural son los factores que tienen más influencia. Durante la causa de estimación iterativa, la variable independiente CO_2 no tiene ninguna influencia importante, por lo que fue eliminado de la ecuación de regresión. Así que el modelo de diagnóstico sintético puede ser presentado como en la figura 4.18.

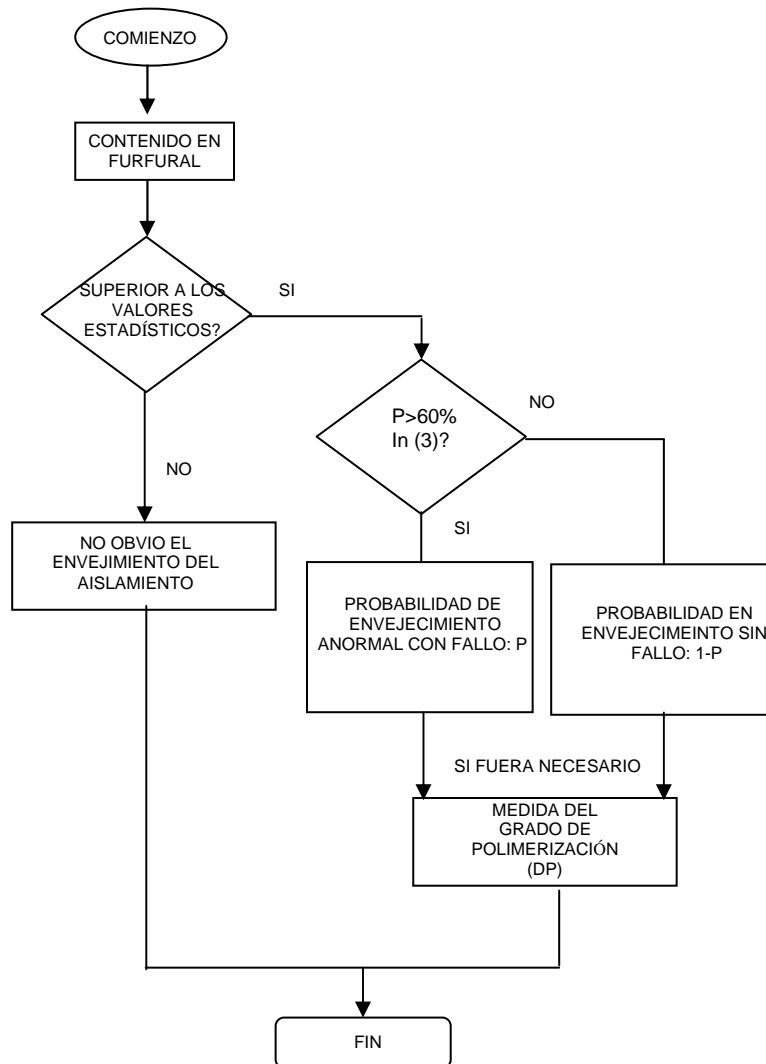


Figura 4.18: Diagrama de flujo del modelo de diagnóstico sintético.

Durante el proceso de estimación iterativo, la tasa total de predicción correcta es de 94.8%, y de entre estos en el caso de que la velocidad de envejecimiento sea normal la predicción correcta es del 98.6%. Sin embargo, las tasa de acierto baja drásticamente (hasta un 25%) si hablamos de un envejecimiento anormal. Esto se debe principalmente

a la falta de algunos parámetros que necesitamos para separar el envejecimiento normal y anormal [YAN04].

Zhijian da la relación entre los años de operación de un transformador y el contenido en furfural que muestra un envejecimiento anormal (tabla 4.5.).

AÑOS DE OPERACIÓN	CRITERIO DE ENVEJECIMIENTO ANORMAL
01-may	$\geq 0,1$ mg/L
05-oct	$\geq 0,2$ mg/L
oct-15	$\geq 0,4$ mg/L
15-20	$\geq 0,75$ mg/L

Tabla 4.5.

Zhijian elabora un modelo de envejecimiento basado en lógica borrosa a partir de dos entradas: el contenido en agua y el contenido en furfural (Figura 4.19).

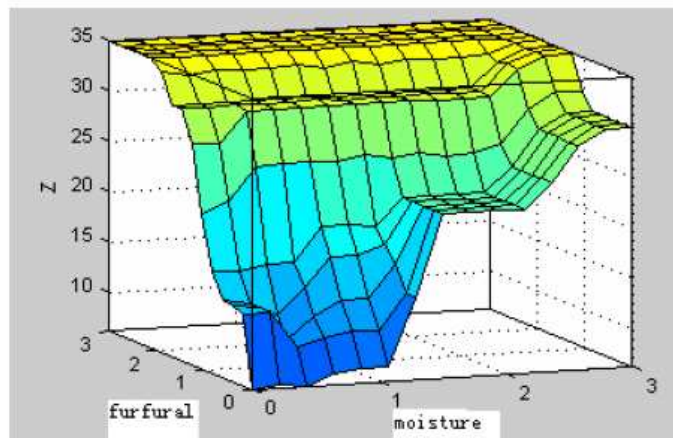


Figura 4.19: Modelo de edad del transformador, sobre la base de la humedad y el furfural como variables de entrada.

El contenido en agua con el que se debe ejecutar el modelo es el contenido en agua del papel, el cual se obtiene del contenido en agua del aceite a partir de la siguiente expresión

$$m = 2.06915e^{-0.2970t} \times n^{0.40489t^{0.04733}}$$

Donde m es el porcentaje y n representa el contenido de agua en el aceite y t la temperatura del aceite.

A partir de la figura 4.19 se obtiene el envejecimiento estimado, que ha de compararse con el tiempo de vida del transformador para deducir si existe envejecimiento anormal o no.

4.6. Análisis del envejecimiento a través del metanol

Como dijimos en capítulos anteriores la vida útil de un transformador de energía depende en gran medida del envejecimiento del aislamiento del conductor. Para los transformadores sin ningún tipo de falta, los marcadores de envejecimiento del aislamiento de papel inaccesible son de gran importancia para los propósitos de gestión de activos. Denos y su equipo utilizó por primera vez el uso del metanol (CH_3OH) para controlar la degradación de la celulosa en el año 2007.

A escala de laboratorio, se observó que el metanol es producido en gran medida durante el envejecimiento del aislamiento de papel impregnado de aceite en el rango de temperaturas de 60 a 120 °C. Estos ensayos de laboratorio revelaron la existencia de una relación directa entre la producción CH_3OH y la escisión de los enlaces de celulosa 1,4 β -glucosídicos. Debido a ello se pudo encontrar una correlación clara entre la cantidad de metanol en el aceite y la reducción del grado de polimerización, debido a la hidrólisis de celulosa.

Denos hizo un estudio sobre 150 transformadores de generación de diferentes potencias y de fabricantes diferentes [DEN10]; las unidades de generación son particularmente adecuadas para este tipo de estudios, ya que a diferencia de los transformadores de distribución trabajan prácticamente a plena carga y trabajan de forma continuada, porque sólo paran durante el mantenimiento de la central. En la figura 4.20 se muestra la relación entre la cantidad de metanol leída y la edad del transformador para transformadores de dos potencias diferentes. Las diferencias entre los transformadores indicados como “shell peculiar” se puede justificar por diferencias en el tipo de

refrigeración del transformador, de hecho esos mismos transformadores también mostraron cantidades de CO₂ mayores.

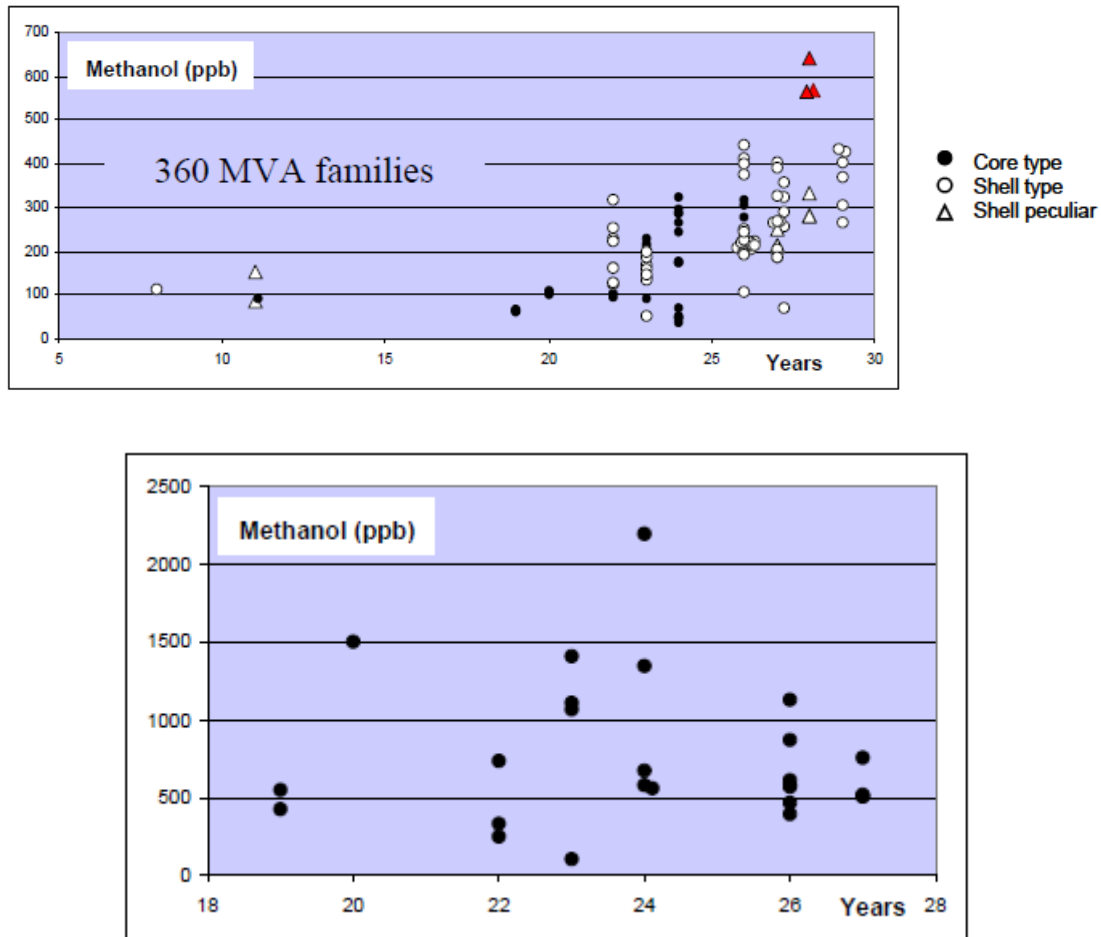


Figura 4.20: Parte superior: transformadores de 360 MVA. Parte inferior: transformadores de 58 MVA.

El metanol se encuentra en todas las familias de transformadores donde se ha realizado esta prueba. El metanol puede ser medido en transformadores de potencia con un alto contenido en aceite, independientemente del diseño del transformador, sistema de conservación del aceite (libre respiración o con sábana de nitrógeno), el tipo de aceite (parafínico o nafténico, inhibidos o sin inhibidores) y el tipo de aislamiento del conductor (papel Kraft o papel térmicamente mejorado). Aunque esta técnica es todavía muy nueva y es demasiado pronto para sacar conclusiones, la cantidad de metanol parece estar correlacionada con la temperatura media del aislamiento. Medidas futuras

con un control térmico adecuado del transformador pueden arrojar más luz sobre el tema. En cuanto a los criterios de fin de vida, los estudios realizados por Denos demuestran que los límites son específicos a las familias y se debe utilizar con precaución.

Con base en conocimientos actuales, el contenido de metanol en el aceite proporciona información complementaria prometedora a la gama de las herramientas de diagnóstico. Los primeros autores en trabajar con el metanol como herramienta de diagnóstico recomiendan la normalización del metanol como procedimiento de muestreo. Algunos enfoques comunes son altamente deseables para facilitar la normalización de documentación. El siguiente paso debe ser promover el intercambio de opiniones con el objetivo de consolidar la interpretación de metanol, teniendo en cuenta la distribución de temperaturas en las bobinas.

CAPITULO 5

RESUMEN Y CONCLUSIONES

5.1 Resumen

En el presente proyecto fin de carrera se ha realizado un estudio del estado del arte en el diagnóstico del envejecimiento de transformadores a través del análisis de la concentración de compuestos furánicos disueltos en el aceite.

Esta técnica, propuesta por Burton en el año 1984 [Bur84], es una técnica relativamente reciente en el mundo de los transformadores de potencia, y por lo tanto muchos aspectos todavía no están esclarecidos. De hecho, aunque las compañías eléctricas han incluido estos ensayos dentro de su gama de ensayos periódicos de mantenimiento, esta técnica no se utiliza para la toma de decisiones, pues las conclusiones que se pueden obtener utilizando las fórmulas simplificadas que se obtienen en la bibliografía en ocasiones no se corresponden con análisis post-mortem de los transformadores mandados a achatar. Por eso, son muchos los que piensan que la mecánica de generación de furanos, de su reparto entre el papel y el aceite y de su solubilidad en el aceite todavía no está completamente esclarecida.

Para la revisión del estado del arte se han leído más de 30 documentos, todos ellos en inglés, ya que no existe literatura técnica en castellano sobre el tema (al menos artículos técnicos accesibles de forma pública).

El manejo de artículos técnicos especializados es bastante complejo para un ingeniero recién titulado, ya que en los artículos técnicos frecuentemente se presupone que el lector dispone de una formación básica suficiente. Por lo demás, determinadas ideas son repetidas de forma reiterada por los diferentes autores.

La selección de los artículos juega un papel fundamental en esta tarea, y en ocasiones es complicado realizar la selección de artículos antes del comienzo del trabajo.

5.2. Conclusiones

El panorama actual del sistema eléctrico se encuentra en un punto que puede ser bastante problemático debido a que muchas las inversiones que se hicieron corresponden a los años 70 u 80, por lo que nos encontramos con que uno de los elementos mas importantes del sistema el eléctrico como es el transformador de potencia está próximo al fin de su vida de servicio, ya que los transformadores son diseñados para que tengan una vida aproximada a los 30 o 40 años.

Para que no se produzca ningún fallo en el sistema eléctrico, que pueda producir daños importantes con una gran repercusión económica, es altamente recomendable realizar estudios periódicos del estado en el que se encuentra el aislamiento de los transformadores, debido a que esta parte del transformador es la que determina el fin de la vida de este tipo de equipos.

Por ello, es conveniente someter al transformador a ensayos para conocer el verdadero estado del aislamiento (tanto del aislamiento liquido, en el que es sencillo realizar múltiples pruebas para conocer su estado como del aislamiento sólido, de difícil acceso) y por consiguiente, el estado del transformador de potencia. Uno de los ensayos que se debe practicar al aceite del transformador es la determinación de compuestos furánicos ya que este ensayo nos puede proporcionar importante información del aislamiento sólido del transformador.

El envejecimiento de los transformadores es el producto de la rotura de las cadenas de celulosa. El papel se volviendo más oscuro a medida que el proceso avanza y se descompone produciendo la reducción del grado de polimerización. El grado de polimerización es directamente proporcional a la resistencia a la tracción. A partir de la perdida del 20% de la resistencia a la tracción puede marcar el fin de las propiedades

mecánicas del papel y encontrarnos en una situación donde el riesgo de fallo es muy alto.

La degradación del papel también afecta las propiedades eléctricas del papel, como son la rigidez dieléctrica y la capacidad de soportar tensiones de tipo impulso. No obstante la capacidad para soportar impulsos de 50 Hz varía poco a pesar de que el grado de polimerización varíe en un amplio intervalo. La capacidad para soportar tensiones de tipo rayo varía un poco más en consonancia con la propiedad mecánica pero sólo cuando el grado de polimerización tiene valores muy pequeños.

A pesar de que el envejecimiento del transformador está ligado al envejecimiento del papel, no es realista el tomar una muestra del mismo para determinar su grado de polimerización, por los elevadísimos costes que eso conllevaría. Además es muy importante el lugar de donde se recoge la muestra del papel, ya que en función de la posición de la muestra nos podremos encontrar un mayor o menor envejecimiento, es por ello que se recomienda que en el caso de poder coger muestras del aislamiento de los arrollamiento se cojan en la parte superior del arrollamiento ya que las partes altas del arrollamiento están sometidas aun mayor envejecimiento y son las más críticas para la determinación del fin de vida. Ocurre que la parte superior del arrollamiento suele ser la parte de mayor tensión y retirar papel de esa zona pondría en peligro la integridad dieléctrica del transformador.

Una posibilidad para inferir el estado del papel aislante de un transformador es acudir a un conjunto de ensayos indirectos. Por ejemplo, se sabe que un índice alto de acidez en el aceite provoca una aceleración en la degradación del papel, por lo que el envejecimiento del papel esta siempre ligado al envejecimiento del aceite en el transformador. Los ácidos que producen en la degradación del papel producen otros ácidos que hacen aumentar la acidez del sistema, e incrementar la velocidad de envejecimiento que se atribuye a la hidrólisis catalizada por acido y las reacciones de deshidratación, por lo que la hidrólisis es una reacción auto acelerada. Otras medidas y ensayos útiles para este fin son la medida del contenido en agua del aceite o la estimación del contenido en humedad en el transformador a través de la respuesta

dieléctrica. No obstante, estas técnicas no dan una indicación clara del envejecimiento del transformador, en ocasiones porque no están totalmente depuradas (medida de la respuesta dieléctrica) y en otras ocasiones porque los productos de descomposición no sólo provienen del papel sino que pueden provenir del aceite.

La degradación térmica del papel en los transformadores con aislamiento en aceite produce diferentes cantidades de derivados furánicos, por lo que su estudio se convierte en una técnica imprescindible para conocer el estado del papel. La formación de furanos se produce fundamentalmente mediante dos mecanismos, el pirolítico y a través de la hidrólisis oxidativa. Por eso, este tipo de compuestos se vislumbraron como los más adecuados para determinar de forma inequívoca el envejecimiento de un transformador.

Aunque los compuestos furánicos se producen en el papel, dada la imposibilidad de tomar muestras del mismo, la determinación de compuestos furánicos se realiza de forma indirecta a través del análisis del aceite. El aceite por ser mas accesible que el papel se convierte en la principal herramienta de diagnostico, ya que se sobre él se pueden realizar numerosas prueba o ensayos para conocer el estado del transformador de potencia.

Diferentes autores mediante distintas pruebas en laboratorio o en ensayos en campo, han establecido de forma inequívoca que el análisis de compuestos furánicos es una prueba o una medida determinante para conocer estado real del transformador, ya que a diferencia de los distintos productos de degradación, los compuestos furánicos solo pueden surgir de la descomposición de los materiales celulósicos en un transformador.

Queda mucho camino por recorrer para interpretar de forma correcta el análisis de compuestos furánicos y poder relacionarlos con la vida remanente del transformador. Sin embargo, aunque hoy por hoy no se trata de una prueba totalmente concluyente, ninguno de los autores consultados descarta que el análisis de furanos puede llegar a ser una prueba de gran importancia para conocer la salud del aislamiento en los transformadores ya que gracias a este ensayo establecemos un intervalo de tiempo en el cual el fallo de los transformadores es alto.



La investigación y el estudio de estas pruebas puedan llevar a acotar el intervalo de incertidumbre de modo que pueda llegar a ser una prueba definitiva para conocer el estado del transformador y la necesidad de producir la desconexión de este.

Otro vía que se ha abierto hace relativamente poco es el estudio del envejecimiento del transformador a través del estudio del contenido del metanol. Esta estudio está poco desarrollado pero alberga muchas esperanzas acerca del estudio de los transformadores.

BIBLIOGRAFIA

- [ABB04] Transformer Handbook. Business Unit Transformers. Suiza. 2004.**
- [BAS01] A. Basak and M. Yasin. “Use of Amorphous Magnetic Material in Distribution Transformers”. Wolfson Centre for Magnetism Technology, School of Electrical, Electronic and Systems Engineering, University of Wales College of Cardiff, Cardiff, U.K. 2001.**
- [BLU98] R. Blue, D. Uttamchandani, “The Determination of FFA Concentration in Transformer Oil by Fluorescence Measurement”, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 5 No. 6, December 1998.**
- [BUR84] P.J. Burton et al., “Développements récents au CEGB pour l’amélioration de la révision et de la surveillance des performances des transformateurs », CIGRE Paper, No. 12-09, 1984.**
- [CIG07] Cigre TF D1.01.10 “Ageing Of Cellulose In Mineral-Oil Insulated Transformers” 2007**
- [CIG08] Cigre WG A2.30 “Moisture equilibrium and moisture migration within transformer insulation systems”. 2008**
- [DAH98] V. Dahinden, K. Schultz, A. Küchler. Function of Solid Insulation in Transformers. Transform 1998**
- [DEN10] Y. DENOS et al. ”Ageing diagnosis by chemical markers influence of core-type and shell-type technology”. CIGRE. Paris 2010.**

[DON02] M. Dong et al. “Aging Diagnosis of Solid Insulation for Large Oil-immersed Power Transformers” 2002 Annual Report Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena.

[DON03] M. Dong. “Comprehensive diagnostic and aging assessment method of solid insulation in transformer. Annual Report Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena 2003”.

[EMS00] A.M. Emsley et al. “Degradation of cellulosic insulation in power transformers. Part 4: Effects of ageing on the tensile strength of paper”.IEEE Proc.-Sci. Meas. Technol., Vol 147, N° 6, November 2000.

[FER09] R.J. Ferrelli. Et all ESTADISTICA DE FALLAS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA. IMPLEMENTACION DE BOBINAS LIMITADORES DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO” XIII ERIAC Décimo tercer encuentro regional Iberoamericano de CIGRE May 2009

[FLO06] W. Flores, Vida de Transformadores de Potencia Sumergidos en Aceite: Situación Actual. Parte I. Correlación entre la Vida y la Temperatura. IEEE 2006.

[GOK06] E. Gockenbach. Diagnosis of Power Transformer Insulation. Institute of Electric Power System, Schering- Institute, University of Hannover, Germany 2006.

[HIL96] D.J.T. Hill et al. ”A study of the degradation of cellulosic insulation materials in a power transformer. Part III: Degradation products of cellulose insulation paper” The university of Queensland, Brisbane. Australia 1996.

[HIS94] Kan Hisao. ABSORPTION OF CO₂ AND CO GASES AND FURFURAL IN INSULATING OIL INTO PAPER INSULATION IN OIL- INMMERSED TRANSFORMERS. Conference Record of the 1994 IEEE International Symposium on Electrical Insulation, Pittsburgh, PA USA. 1994

[HÖH06] I. Höhle et al. "Aging of Cellulose at Transformer Service Temperatures. Part 2. Influence of Moisture and Temperatures on Degree of Polymerization and Formation of Furanic Compounds in Free-Breathing Systems. DEIS Features Article 2006. IEEE Electrical Insulation Magazine.

[HOG08] C. Hogmagk et al. "Investigation on Degradation of Power Transformer Solid Insulation Material". 2008 Annual Report Conference on Electrical Insulation Dielectric Phenomena.

[LUN04] L.E. Lundgaard et al. Aging of Oil-Impregnated Paper in Power Transformers. IEEE Trans on Power Delivery, Vol. 19, No 1, Jan 2004.

[LUN05] L.E. Lundgaard, et al. "Aging of Kraft Paper by Acid Catalyzed Hydrolysis". International Conference on Dielectric Liquids, ICDL 2005

[MUL03] M. Mulej et al. "Up to date experience of furans for transformer diagnostics" XIIIth International Symposium on High Voltage Engineering, Netherlands 2003.

[MUR04] T.S.R. Muthy et al. "Study on the Effect of Impulse Voltage Withstandability on the Thermally-aged Transformer Paper". Conference Record of the 2004 IEEE International Symposium on Electrical Insulation, Indianapolis, IN USA, 19-22 September 2004 .

[RAS91] Enrique Ras. "Transformadores de potencia, de medida y de protección". Marcombo 1991.

[SAH03] Tapan K. Saha. "Review of Modern Diagnostic Techniques for Assessing Insulation Condition in Aged Transformers". IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation Vol. 10, No. 5; October 2003.

[SHA01] Y. Shang, et al. "Assessing Aging of Large Transformers by Furfural Investigation. 2001 IEEE 7th International Conference on Solid Dielectrics, Eindhoven, the Netherlands.

[STE03] R.D. Stebbins, S.D. Meyers et al "Furanic compounds in dielectric Liquid Samples: Review and Update of Diagnostic Interpretation and estimation of Insulation Ageing" Proc 7^o Int Conf on Properties and Applications of Dielectric Materials. 2003

[TAN10] C. Tang et al. "Research on the dielectric properties and breakdown voltage of transformer oil/paper insulation after accelerating thermal ageing" International Conference on High Voltage Engineering and Application (ICHVE) 2010.

[VER05] P. Verma, et al. "Generation of Furanic Compounds in Transformer Oil under Accelerated Thermal and Electrical Stress". Thapar Institute of Engineering & Technology, Patiala, India 2005.

[WAN02] M. Wang and A.J. Vandermaar. "Review of Condition assessment of Power Transformers in Service". Deis Features Articles. Powertech Labs Inc. Surrey, B.C., Canada 2002.

[WAL10] K. Walczak. "Paper as a main insulation of power transformers". Poznan University of Technology Institute of Electric Power Engineering.

[YAN04] Z. Yan et al. "Ageing Diagnosis and Life Estimation of Paper Insulation for Operating Power Transformer" 2004 International Conference on Solid Dielectrics, Toulouse, France.



[YAM08] N. Yamagata et al.”Diagnosis of Thermal Degradation for Thermally Upgraded Paper in Mineral Oil” 2008 International Conference on Conference on Condition Monitoring and Diagnosis, Beijing, China.

[ZHA06*] C.H. Zhang et al.”Furfural Concentration in Transformer Oil as an Indicator of Paper Ageing, Part 1: A Review”. 2006 School of Electrical Engineering, Harbin Institute of Technology, China.

[ZHA06] C.H. Zhang et al.”Furfural Concentration in Transformer Oil as an Indicator of Paper Ageing: Field Measurements”. 2006 School of Electrical Engineering, Harbin Institute of Technology, China.